

SUNCOR ÉNERGIE INC.

NOTICE ANNUELLE

Le 3 mars 2008

NOTICE ANNUELLE

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|------|
| TABLE DES MATIÈRES | ii |
| GLOSSAIRE | iii |
| TABLE DE CONVERSION..... | vii |
| MONNAIE..... | viii |
| ÉNONCÉS PROSPECTIFS | viii |
| MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR..... | ix |
| STRUCTURE GÉNÉRALE | 1 |
| DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ..... | 2 |
| DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ENTREPRISE | 7 |
| GAZ NATUREL (L'« UNITÉ GN ») | 11 |
| RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION (L'« UNITÉ RC »)..... | 12 |
| CONTRATS IMPORTANTS..... | 18 |
| ESTIMATIONS DES RÉSERVES..... | 19 |
| PRÉSENTATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ REQUISE SUIVANT LES OBLIGATIONS AMÉRICAINES | 22 |
| PRÉSENTATION VOLONTAIRE DES RÉSERVES ET DES RESSOURCES DE SABLES BITUMINEUX | 31 |
| EMPLOYÉS DE SUNCOR..... | 33 |
| FACTEURS DE RISQUE | 34 |
| PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES | 44 |
| RAPPORT DE GESTION..... | 45 |
| DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL | 45 |
| MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DE NOS TITRES..... | 46 |
| ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS..... | 47 |
| MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES | 50 |
| AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES..... | 51 |
| INTÉRÊTS DES EXPERTS | 51 |
| HONORAIRES VERSÉS AUX VÉRIFICATEURS | 51 |
| RECOURS À UNE DISPENSE | 54 |
| POURSUITES..... | 55 |
| RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES | 55 |

GLOSSAIRE

Dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle »), les termes « nous », « nos », « notre », « Suncor » ou la « Société » renvoient à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, sociétés de personnes et investissements dans des coentreprises 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

Ce secteur commercial comprend 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 énergétique 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 au moyen d'un puits sans l'emploi de méthodes de récupération assistée. Une fois extrait, le bitume/pétrole brut lourd peut être valorisé pour devenir du pétrole brut et d'autres produits pétroliers.

Capacité

Potentiel de production annuelle moyenne maximale 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 et des activités géologiques et géophysiques et des forages d'exploration et l'investissement dans ces terrains, activités et forages, 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 mises en valeur » et « probables » à la catégorie des réserves « prouvées mises en valeur ».

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 naturel 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 de houille.

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 des séparateurs, dans des épurateurs ou dans d'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, comme 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.

Meilleure estimation des ressources

La meilleure estimation de la quantité de ressource qui sera effectivement récupérée. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est généralement préparée indépendamment des risques associés à l'atteinte de la production commerciale.

Méthane de houille

Gaz naturel produit au moyen de 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 à l'aide de puits selon les méthodes de récupération normalement utilisées dans l'industrie pour la production de pétrole brut.

Pétrole brut synthétique

Pétrole brut valorisé ou partiellement valorisé récupéré de sables bitumineux, notamment de 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'une valorisation partielle 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

Les méthodes in situ ou « en place » consistent à extraire du pétrole brut lourd de 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 déduction des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevance 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 redevance 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 ou des gisements de pétrole brut et/ou de gaz naturel commerciaux.

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 27 février 2008 joint aux états financiers consolidés vérifiés, aux notes y afférentes et au rapport des vérificateurs sur ceux-ci, au 31 décembre 2007 et pour la période de trois exercices terminée à cette date; ce rapport est intégré dans les présentes par renvoi.

Réserves prouvées exploitées

Les réserves prouvées exploitées 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 en production antérieurement et la date prévue de reprise de la production doit être connue.

Réserves mises en valeur

Réserves prouvées qu'on prévoit récupérer au moyen de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations actuelles, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (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, pourront être récupérées 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/ou pétrole-eau, le cas échéant, et B) les parties immédiatement adjacentes qui ne sont pas encore forées, mais qui peuvent être raisonnablement 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 structurelle connue d'hydrocarbures contrôle la limite prouvée inférieure du réservoir.

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 en la matière. 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 de Firebag, car nous estimons que de tels renseignements sont utiles pour les investisseurs. Par ailleurs, les sociétés américaines ne déclarent pas les ressources, mais nous estimons que de tels renseignements sont également utiles pour les investisseurs et, par conséquent, nous déclarons les « ressources éventuelles » conformément au Règlement 51-101. Se reporter à la rubrique « Estimations des réserves » à la page 19 pour obtenir une description de la façon dont la présentation volontaire de nos réserves diffère de celle 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 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.

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 se trouver 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.

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

Réservoir

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

Ressources éventuelles

Les quantités de pétrole que l'on estime à une date donnée pouvoir éventuellement être récupérées d'accumulations connues à l'aide d'une technologie établie ou en voie de développement, mais que l'on considère actuellement ne pas pouvoir être récupérées de façon commerciale en raison d'une ou de plusieurs éventualités.

Ressources restantes pouvant être récupérées

La somme des réserves et des ressources éventuelles.

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 prouvées.

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 (morts-terrains) = 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

Sauf indication contraire, toutes les sommes indiquées dans la présente notice annuelle sont en dollars canadiens.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient certains énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles de la Société, qu'elle a formulées à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques.

Tous les énoncés qui traitent de prévisions ou projections au sujet de l'avenir, y compris les énoncés au sujet de notre stratégie de croissance, 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 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 », « prévu », « a l'intention de », « peut », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « focus », « vision », « but », « proposé », « cible », « objectif », « continue » 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 sensiblement 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, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, 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 d'investissement dont des projets de croissance (par exemple le projet Voyageur, qui vise notamment notre concession in situ de Firebag) et des projets réglementaires (par exemple, les modifications à la réduction des émissions à notre concession in situ de Firebag); 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 d'autres ressources; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et éventuelles; 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 nos coentrepreneurs; les mesures relatives à la concurrence d'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 incertitudes découlant des retards ou des modifications aux plans possibles relativement aux projets ou aux dépenses en immobilisations; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris l'imposition de taxes, ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines (par exemple la révision en cours des conséquences non intentionnelles du projet de régime des redevances à 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 les activités ou les actifs nous touchent 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 et n'y est pas intégrée par renvoi.

Les mentions dans les présentes de nos états financiers consolidés de 2007 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 2007 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 prévues par les PCGR, soit les flux de trésorerie liés à l'exploitation, l'encaisse et le total des charges d'exploitation par baril de l'unité des Sables bitumineux ainsi que le ratio de rentabilité des capitaux propres (le « RRCP »), sont décrites et rapprochées à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » de notre 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 entreprises 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 bannière 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., 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 des Sables bitumineux. Par l'entremise de cette filiale, nous administrons également 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 entreprises en aval. Cette filiale commercialise certains volumes de gaz naturel produits par notre unité d'exploitation du 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, coentreprise de produits pétrochimiques.

Suncor Energy (U.S.A.) Inc., détenue en propriété exclusive indirecte par 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 des pipelines dont nous sommes le propriétaire exclusif au Wyoming et au Colorado.

Nous comptons également plusieurs autres filiales. Toutefois, l'actif total de ces filiales et de ces sociétés 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 de mettre en valeur l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables bitumineux de l'Athabasca, au Canada. De plus, nous exerçons des activités d'exploration, 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 des produits pétroliers de tiers. Nous exerçons également des activités de commerce 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 trois principales unités d'exploitation.

Notre unité des 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 à l'occasion auprès de fournisseurs tiers.

Notre unité du Gaz naturel, située à Calgary, en Alberta, exerce des activités d'exploration pétrolière et gazière 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 interne. De plus, notre filiale américaine détenue 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 de houille aux États-Unis.

Notre troisième unité, Raffinerie et commercialisation, raffine du pétrole brut aux raffineries de Suncor situées à Sarnia, en Ontario, et à Commerce City, au Colorado, et le transforme en une vaste gamme de produits pétroliers, pétrochimiques et en biocarburant. Ces produits sont ensuite vendus à des clients industriels, commerciaux et de gros situés principalement en Ontario, au Québec et au Colorado. En Ontario, nos entreprises de détail sont gérées par l'entremise de réseaux de détail de la bannière Sunoco exploités par des coentreprises, et au Colorado elles sont gérées 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 au Wyoming et au Colorado, et nous exerçons des activités de commercialisation et de commerce de l'énergie de tiers par l'entremise de cette unité.

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 des investissements dans le secteur de l'énergie éolienne.

En 2007, nous avons produit environ 271 400 bep par jour, soit 238 700 barils par jour (« bj ») de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et 196 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») de gaz naturel. En 2006, la période la plus récente pour laquelle nous comptons des résultats publiés, nous étions le deuxième producteur en importance de pétrole brut et de liquides de gaz naturel au Canada (nous avons

assuré environ 10 %³ de la production canadienne de pétrole brut en 2006) et le seizième producteur de gaz naturel en importance au Canada⁴.

En 2007, notre unité Raffinage et commercialisation a vendu environ 210 700 bj (185 600 bj en 2006) ou 33 500 m³ par jour (29 500 m³ par jour en 2006) de produits raffinés, principalement en Ontario et au Colorado, mais également dans d'autres États américains et en Europe.

Historique des trois derniers exercices

Sables bitumineux (l'« unité SB »)

Au cours des trois derniers exercices, nous avons poursuivi notre stratégie de croissance à plusieurs étapes afin de porter la capacité de production à 550 000 bj en 2012. Parmi les principales étapes et les événements importants qui ont eu une incidence sur notre unité des Sables bitumineux au cours de cette période, on compte notamment les suivants :

- Incendie à l'unité des Sables bitumineux – Le 4 janvier 2005, un incendie a causé d'importants dommages à l'une de nos deux installations de valorisation, de sorte que la capacité de production de pétrole brut valorisé est passée 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 atténué considérablement les conséquences financières de l'incendie, un règlement final étant intervenu en 2006.
- Nouvelle unité sous vide et décongestionnement – 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.
- Installation 2 de Firebag – L'installation 2 de Firebag a atteint le stade commercial au cours du premier trimestre de 2006, faisant ainsi progresser nos plans visant à accroître la quantité de bitume produite.
- Redevances – En novembre 2006, nous avons exercé l'option dont nous pouvions nous prévaloir aux termes de la convention concernant les redevances que nous avons conclue avec le gouvernement de l'Alberta (la « convention avec la Couronne ») en vue de soumettre nos activités d'exploitation de sable bitumineux de base et la valorisation qui y est associée non plus à un régime de redevances fondées sur la valeur du produit valorisé mais plutôt à un régime de redevances fondées sur le bitume à compter du 1^{er} janvier 2009.
- Agrandissement de la mine Voyageur South – En juillet 2007, Suncor a déposé auprès des autorités de réglementation une demande en vue de l'agrandissement de la mine Voyageur South. Le bitume qui sera produit à l'issue de ce projet devrait nous permettre de bénéficier d'une plus grande souplesse en ce qui a trait à l'approvisionnement.
- Permis d'exploitation – Un nouveau permis d'exploitation de 10 ans ayant trait à notre unité des Sables bitumineux nous a été délivré en août 2007.
- Centrale de cogénération de Firebag – Le projet d'investissement visant l'expansion des installations 1 et 2 de Firebag et l'aménagement d'une centrale de cogénération ont été achevés en 2007.
- Exigences réglementaires

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

⁴ *Oilweek* – juillet 2007, « Top 100 Oil and Gas Producers ».

- En septembre 2007, l'importante quantité d'émissions à nos exploitations in situ a mené à l'émission d'ordonnances par le ministère de l'Environnement de l'Alberta et l'Alberta Energy and Utilities Board. Jusqu'à ce que les autorités de réglementation aient obtenu la certitude que les émissions sont stables et qu'elles sont conformes aux niveaux prévus dans la réglementation, la production à l'exploitation in situ est limitée à environ 42 000 bj.
- En décembre 2007, l'importante quantité d'émissions à notre usine de base a mené à l'émission d'une ordonnance par le ministère de l'Environnement. Les émissions à l'usine de sables bitumineux ont dépassé les normes de qualité de l'air ambiant; par conséquent, nous procédons actuellement à la mise à niveau de notre équipement antipollution atmosphérique et réduisons les déversements dans les bassins de résidus. Nous avons en outre apporté des modifications à nos procédés et mettons en œuvre un programme de surveillance plus élaboré.
- Progrès des projets d'expansion – Au 31 décembre 2007, l'aménagement de deux nouveaux ensembles d'unités de cokéfaction à notre complexe de valorisation était achevé à environ 95 %. Cette expansion devrait permettre d'accroître la capacité de production pour la faire passer à 350 000 bj, l'aménagement devrait être achevé au deuxième semestre de 2008 et la capacité maximale devrait être atteinte au quatrième trimestre. Parmi les autres travaux entrepris, on compte l'aménagement d'une unité de naphta (qui devrait améliorer la composition des produits) qui, à la fin de l'exercice, était achevé dans une proportion d'environ 20 % et l'aménagement de l'usine d'extraction de Steepbank qui, à la fin de l'exercice, était achevé à environ 25 %. Pour de plus amples renseignements sur nos projets d'investissement importants, prière de se reporter à la page 12 de notre rapport de gestion.

Les changements suivants à notre unité des Sables bitumineux sont survenus ou devraient survenir en 2008 :

- Convention modificatrice concernant les redevances – En janvier 2008, nous avons conclu la convention modificatrice concernant les redevances de Suncor avec le gouvernement de l'Alberta, qui modifie les redevances que nous devrions autrement verser eu égard à nos activités d'exploitation de base aux termes du régime de redevances générique si le gouvernement adopte le régime proposé. Aux termes de cette convention, nous devrions nous attendre à verser, avant le 1^{er} janvier 2010, une redevance sur nos activités de base correspondant à 25 % de la différence entre les produits bruts annuels d'un projet, déduction faite des frais de transport applicables et des coûts admissibles, notamment les dépenses en immobilisations déductibles, et, du 1^{er} janvier 2010 au 1^{er} janvier 2016, des redevances correspondant à celles appliquées aux termes du régime générique, sous réserve d'un plafond correspondant à 30 % des dépenses en immobilisations déductibles. (Se reporter à la page 12 de notre rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements.)
- Projet d'expansion de Voyageur – En janvier 2008, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un investissement de 20,6 G\$ qui devrait accroître la capacité de production de pétrole brut de l'exploitation de sables bitumineux de la Société de 200 000 bj et ainsi porter la capacité de production totale à 550 000 bj en 2012. Le projet d'expansion comprend la construction de quatre autres installations de production de bitume in situ, d'une nouvelle installation de valorisation (la troisième de Suncor) pour convertir ce bitume en pétrole brut de plus grande valeur et de diverses infrastructures et équipements de service.
- Convention conclue avec Petro-Canada – Il est prévu qu'à compter de 2008, du bitume supplémentaire servant à approvisionner les activités élargies de l'unité des Sables bitumineux sera obtenu en partie aux termes d'une convention de traitement intervenue entre Suncor et Petro-Canada. 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 demeure propriétaire du bitume et de la production de pétrole brut acide qui en résulte d'environ 22 000 bj. De plus, Suncor a convenu de vendre à Petro-Canada 26 000 bj supplémentaires de la

production de pétrole brut acide dont elle est propriétaire. Les parties relatives au traitement et aux ventes de la convention ont toutes deux une durée minimale de dix ans.

Gaz naturel (l'« unité GN »)

Parmi les principales étapes et les événements importants qui ont eu une incidence sur l'unité du Gaz naturel au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

- 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. Nous détenons une participation de 37,5 % dans l'usine à gaz Simonette et continuons de l'exploiter.
- 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.
- Acquisition – En mars 2007, nous avons acquis des terrains mis en valeur ou non en Colombie-Britannique en contrepartie d'environ 160 M\$.

Raffinage et commercialisation (l'« unité RC »)

Dans le cadre de la restructuration organisationnelle de la Société au premier trimestre de 2007, les résultats de nos entreprises de commercialisation et de raffinage en aval au Canada et aux États-Unis ont été regroupés en une seule unité d'exploitation : Raffinage et commercialisation. Parmi les principales étapes et les événements importants qui ont eu une incidence sur notre unité Raffinage et commercialisation au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

- Acquisition de Valero – Le 31 mai 2005, nous avons fait l'acquisition d'une raffinerie auprès de Valero Energy Corporation (« Valero ») dans la région de Denver, à proximité de 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 et de produits, 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 exclusive indirecte de Valero, Colorado Refining Company (« CRC »). CRC a fusionné par la suite avec Suncor Energy (USA) Inc., fusion qui a pris effet le 1^{er} août 2005. Cette installation a été intégrée à notre raffinerie américaine existante. Nous avons actuellement une capacité de raffinage combinée d'environ 90 000 bj aux États-Unis.
- Réduction des émissions atmosphériques de la raffinerie – Dans le cadre de l'acquisition d'une raffinerie d'une capacité de 60 000 bj auprès de ConocoPhillips le 1^{er} août 2003, nous avons pris en charge les obligations de réduire les émissions atmosphériques de la raffinerie aux termes d'un jugement convenu avec l'Environmental Protection Agency des États-Unis. Ces obligations ont été respectées au cours de l'interruption prévue des activités à des fins d'entretien en 2006 et ont coûté au total environ 60 M\$ (environ 50 M\$ US).
- Désulfuration de carburant diesel et intégration des sables bitumineux – En juillet 2006, la raffinerie de Commerce City 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 permet dorénavant à la raffinerie 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 des sables bitumineux. De plus, les

modifications lui ont permis d'accroître sa capacité de traiter une plus grande variété de pétrole brut synthétique.

- Usine d'éthanol – En juillet 2006, nous avons achevé la construction de notre usine d'éthanol à St. Clair 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 est essentiellement 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. Cette contribution de 22 M\$ est assortie d'une obligation de remboursement et nous avons déjà remboursé 2 M\$ à ce jour.
- Désulfuration de carburant diesel et intégration des sables bitumineux – En novembre 2007, Suncor a achevé la dernière phase d'un projet de 950 M\$ réparti sur trois ans à la raffinerie de Sarnia. Une interruption des activités pendant 120 jours afin de raccorder l'équipement était la dernière étape du projet à phases multiples. Le projet a permis d'augmenter la quantité de pétrole brut provenant de sables bitumineux que la raffinerie peut valoriser, d'améliorer la performance environnementale de l'installation et de produire du carburant diesel à très faible teneur en soufre à compter de 2006.

Autres

Énergie renouvelable

Outre des investissements dans le secteur de l'énergie renouvelable sous forme d'investissements dans la production d'éthanol par l'entremise de notre unité Raffinage et commercialisation, Suncor investit également dans le secteur de l'énergie éolienne renouvelable. Suncor est associée à quatre centrales éoliennes, dont deux ont été mises en service au cours des trois dernières années.

En novembre 2006, nous et nos partenaires en 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 septembre 2007, nous et notre partenaire en coentreprise, Acciona Wind Energy Canada Inc., avons inauguré une centrale éolienne de 76 mégawatts près de Ripley, en Ontario. La centrale Ripley de 176 M\$ comprend 38 éoliennes, une ligne de transport de 27 kilomètres et deux sous-stations électriques. La centrale devrait remplacer au moins 66 000 tonnes de dioxyde de carbone par année.

Autres opérations

Au cours de 2005, nous avons reçu 40 M\$ pour la prestation de services de formation liés à la vente de certaines technologies exclusives en 2004. Des montants sont comptabilisés au titre du revenu sur la durée de la convention de vente.

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. Notre unité des Sables bitumineux, laquelle a compté pour la quasi-totalité de notre production de pétrole brut classique et synthétique en 2007, a représenté une partie importante du capital investi⁵ (65 %), des flux de trésorerie tirés de l'exploitation⁵ (79 %) et du bénéfice net (87 %) de 2007. Ces pourcentages ne tiennent pas compte des postes « Siège social » et « Éliminations ».

Activités

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

- 1) Le bitume provient d'une combinaison d'activités minières exercées à l'aide de camions et de pelles, d'activités in situ et de bitume fourni par des tiers.
- 2) Les installations d'extraction récupèrent le bitume des sables bitumineux qui sont exploités. 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 de façon stratégique.
- 3) La valorisation du pétrole lourd transforme le bitume en produits de pétrole brut.
- 4) Les commodités nécessaires à l'exploitation (eau, vapeur et électricité) sont produites par des installations sur place, dont Suncor ou des tiers, selon le cas, sont propriétaires exploitants.

Exploitation minière/extraction – La première étape de l'exploitation minière à ciel ouvert consiste à enlever les morts-terrains au moyen de camions et de pelles 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 une installation de calibrage puis à une usine 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 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 pour diluer le bitume afin d'en faciliter le transport jusqu'à l'usine de valorisation.

In situ – 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 faire l'objet d'une exploitation minière rentable. La première étape du procédé DGMV consiste à forer deux puits horizontaux, dont l'un est situé au-dessus de l'autre. La vapeur produite par des installations de production de vapeur sur place 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 production de vapeur. Pour ces phases de mise en valeur in situ, on ajoute actuellement du naphta pour diluer le bitume afin d'en faciliter le transport jusqu'à l'usine de valorisation. Dans le cadre des phases futures, on propose d'utiliser un pipeline chauffé pour le transport plutôt que d'avoir recours au processus de dilution au naphta.

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 obtenu par DGMV et exploitation minière est valorisé

⁵ Se reporter aux « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page ix de la présente notice annuelle.

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 le retrait du soufre et de l'azote au moyen d'un procédé de traitement à l'hydrogène. Quatre produits distincts sont tirés du pétrole brut : le carburant diesel, le naphtha, le kérosène et le gas-oil.

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 nos unités. Par exemple, compte tenu des résultats obtenus lors d'essais réalisés au cours des deux dernières années, nous comptons avoir recours à une nouvelle technologie et à de nouveaux procédés d'exploitation minière dans les plans de mise en valeur minière futurs. Cette technologie est intégrée à la demande relative au projet d'agrandissement de la mine Voyageur South qui a été déposée auprès des autorités de réglementation en juillet 2007.

Bien qu'il n'y ait presque aucuns frais de découverte liés au pétrole brut synthétique, la délimitation des ressources et la mise en valeur et l'accroissement de la production entraînent des décaissements de capital élevés. Pour la même raison, les frais liés à la production de pétrole brut synthétique sont en grande partie fixes à court terme 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 de nos activités, nous procédons régulièrement à des interruptions des activités à des fins d'entretien systématique à nos installations de l'unité des Sables bitumineux. 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 juillet 2007, nous avons procédé à l'interruption prévue des activités de l'usine de valorisation 2 afin de faciliter le raccordement de nouvelles unités de cokéfaction, étape importante dans le projet de développement des investissements destiné à accroître la capacité de production de l'unité des Sables bitumineux pour la faire passer à 350 000 bj au cours du deuxième semestre de 2008. Une interruption des activités de l'usine de valorisation 1 est prévue en 2008 et celle-ci devrait durer 30 jours.

Principaux produits

Les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de carburant diesel ont représenté 59 % des produits d'exploitation consolidés de l'unité des Sables bitumineux en 2007, contre 53 % en 2006. Autre composante importante de nos produits d'exploitation en 2007, les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux léger et de bitume ont compté pour 38 %, comparativement à 43 % en 2006. 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 des Sables bitumineux par produit pour les deux derniers exercices.

| Produit | 2007 | | 2006 | |
|---|------------------|---|------------------|---|
| | (milliers de bj) | (Pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité des Sables bitumineux) | (milliers de bj) | (Pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité des Sables bitumineux) |
| Pétrole brut peu sulfureux léger/carburant diesel | 126,7 | 59 | 138,7 | 53 |
| Pétrole brut acide léger/bitume | 108,0 | 38 | 124,4 | 43 |
| Total | <u>234,7</u> | | <u>263,1</u> | |

Nous prévoyons que le pétrole brut synthétique peu sulfureux léger et le carburant diesel composeront environ 47 % des ventes de l'unité des Sables bitumineux en 2008.

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 d'exploitation des Sables bitumineux a conclu avec une filiale d'Enbridge Inc. une convention de services de transport dont la durée va de 1999 à 2028. Aux termes de la convention, nous disposons actuellement d'une capacité de pipeline de 170 000 bj pour le transport du pétrole brut synthétique et du bitume dilué de Fort McMurray, en Alberta, à Hardisty, en Alberta. De plus, en 2008, nous avons conclu une convention visant le transport sur le pipeline de 12 000 bj supplémentaires qui sont visés par les projets d'expansion actuels.

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 pouvoir éventuellement 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 à de nouveaux marchés situés sur la côte Ouest et à l'étranger.

Suncor a conclu des contrats de services à long terme avec des membres du groupe de TransCanada Corporation visant le transport de pétrole brut au moyen du pipeline Keystone. Les contrats permettront le transport de notre pétrole brut par pipeline de Hardisty, en Alberta, à Patoka, en Illinois, et à Cushing, en Oklahoma. Le transport du pétrole brut au moyen du pipeline Keystone devrait débuter en 2009.

Nous continuons d'évaluer la possibilité de conclure d'autres conventions de transport par pipeline afin de soutenir notre capacité de production prévue de 550 000 bj en 2012.

Périodiquement, nous concluons aussi des conventions stratégiques de transport de marchandise à court terme afin d'expédier du pétrole 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 individuelles.

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 de l'unité des Sables bitumineux.

Nous transportons également du gaz naturel vers nos installations de l'unité 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 expéditeurs.

Les installations minières de l'unité des 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 2010 et évaluons actuellement d'autres moyens d'y accéder.

Concurrence

La concurrence touchant les activités de l'unité des 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 hivernales particulièrement mauvaises à l'unité des Sables bitumineux peuvent entraîner une réduction de la production et, dans certains cas, faire grimper les coûts.

Ventes de pétrole brut synthétique et de carburant diesel

À l'exception du combustible utilisé sur place, toute la production de l'unité des Sables bitumineux est vendue à Suncor Energy Marketing Inc., qui en fait ensuite la commercialisation. Les principaux marchés pour nos produits de pétrole brut comprennent des installations de raffinage en Alberta, en Ontario, dans le Midwest américain et dans la région des Rocheuses aux États-Unis. Les produits du carburant diesel sont vendus principalement dans l'Ouest canadien.

En 1997, nous avons conclu avec Flint Hills Resources LLC (« Flint Hills ») une convention à long terme en vue de lui fournir jusqu'à 30 000 bj (environ 13 % de notre production moyenne totale en 2007 (11 % en 2006)) de pétrole brut acide provenant de l'unité des Sables bitumineux. Nous avons commencé à expédier du pétrole brut à Flint Hills à Hardisty, en Alberta (d'où Flint Hills expédie le produit à sa raffinerie du Minnesota) 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 remise d'un préavis de résiliation de 24 mois par l'une ou l'autre des parties. Aucune partie n'a donné 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 à CCRL 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'écart 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 pouvant aller jusqu'en 2018 et au-delà. Les deux conventions demeurent en vigueur jusqu'à ce que l'une ou l'autre des parties les résilie au moyen d'un préavis de 24 mois à l'autre partie. Aucune partie n'a donné de préavis de résiliation à ce jour.

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 de la convention devraient se terminer au moment de l'entrée en vigueur au plus tard le 1^{er} janvier 2009 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 ont toutes deux une durée minimale de dix ans.

Aucun client ne représentait 10 % ou plus de nos produits d'exploitation consolidés en 2007, en 2006 ou en 2005.

Une partie de la production de l'unité des Sables bitumineux est utilisée dans le cadre de nos activités de raffinage à Sarnia et à Commerce City. En 2007, les raffineries de Sarnia et de Commerce City ont traité environ 7 % (8 % en 2006) et environ 6 % (3 % en 2006), respectivement, de la production de pétrole brut de l'unité des Sables bitumineux.

Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par les activités de l'unité des 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 » de notre rapport de gestion.

GAZ NATUREL (L'« UNITÉ GN »)

L'unité du Gaz naturel, établie à Calgary, en Alberta, exerce des activités d'exploration, de mise en valeur et de production du gaz naturel classique et des 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 permet de couvrir naturellement le prix du gaz naturel acheté à des fins de consommation interne.

En 2007, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel représentaient environ 98 % de la production de l'unité GN (97 % en 2006).

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.

Commercialisation, 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 des installations dans lesquelles nous ne détenons pas de participation.

Environ 87 % de notre production de gaz naturel est vendue à Suncor Energy Marketing Inc. 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 de la convention, 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 13 % de notre production de gaz naturel est vendue à des regroupements (les « ventes de réseau ») aux termes de conventions existantes. Les sommes que reçoivent les producteurs aux termes de ces conventions de vente sont établies suivant des systèmes tarifaires basés sur le revenu net, selon lesquels les producteurs touchent 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 nos ventes de réseau 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 Californie, nous avons conclu un contrat de transport à long terme par gazoduc au moyen du National Energy Group Transmission Pipeline (auparavant Pacific Gas Transmission).

Nous ne concluons habituellement pas de contrat d'approvisionnement à long terme pour notre production de pétrole brut classique. Notre production de pétrole brut classique est plutôt vendue aux termes de contrats au comptant ou de contrats résiliables moyennant 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 par pipeline.

Principaux produits

Les ventes de gaz naturel ont représenté 88 % (90 % en 2006) des produits d'exploitation consolidés de l'unité GN en 2007, et les 12 % restants (10 % en 2006) 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 GN par produit pour les deux derniers exercices.

| Produit | 2007 | | 2006 | |
|---|---|--|--|--|
| | (millions de pieds cubes d'équivalent par jour) | (Pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité GN) | (milliers de barils d'équivalent pétrole par jour) | (Pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité GN) |
| Gaz naturel | 196 | 88 | 191 | 90 |
| Pétrole brut et liquides de gaz naturel | 19 | 12 | 18 | 10 |
| Total | 215 | | 209 | |

Concurrence

La concurrence touchant les activités de l'unité GN 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 et aux restrictions concernant la faune peuvent raccourcir la saison hivernale de forage, avoir une incidence sur les programmes printaniers et estivaux de forage et possiblement 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 » de notre rapport de gestion.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION (L'« UNITÉ RC »)

Dans le cadre de la restructuration organisationnelle de la Société au premier trimestre de 2007, les résultats de nos activités de commercialisation et de raffinage en aval au Canada et aux États-Unis ont été regroupés en une seule unité d'exploitation : Raffinage et commercialisation.

Notre entreprise de raffinage et de commercialisation au Canada exerce ses activités dans le centre du Canada. Notre raffinerie de Sarnia, en Ontario, a une capacité de production de pétrole brut de 70 000 bj et raffine le pétrole provenant de l'unité des Sables bitumineux et d'autres sources pour les transformer en essence, en distillats 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 qui est également vendu à des tiers.

Comme canal de commercialisation de nos produits raffinés canadiens, nos réseaux de vente au détail ontariens ont généré environ 51 % des ventes de l'unité RC au Canada en 2007, soit 112 000 bj. Les réseaux de vente au détail sont constitués de stations-service de la bannière Sunoco, de relais-routiers à

carte-accès pour parcs de la bannière Sunoco et de deux coentreprises de détail détenues à 50 %⁶ qui exploitent des stations-service de la bannière Pioneer et de la bannière UPI et d'installations de distribution en vrac de carburant rural et agricole de la bannière UPI. Environ 44 % des ventes de produits raffinés de l'unité RC au Canada en 2007 étaient constituées de ventes de gros et de ventes aux industries. Sun Petrochemicals Company, 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 5 % restants des ventes.

Notre entreprise de raffinage et de commercialisation aux États-Unis comprend une installation de raffinage, un réseau de vente au détail et une entreprise de transport par pipeline dont les activités sont principalement exercées au Colorado et au Wyoming. L'installation de raffinage de Commerce City, au Colorado, a actuellement une capacité de distillation de pétrole brut combinée de 90 000 bj. La plupart des produits raffinés qui sortent de la raffinerie de Commerce City sont distribués au Colorado.

Environ 18 % des produits pétroliers vendus par l'unité RC aux États-Unis en 2007 (18 % en 2006) 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 2007, environ 74 % (74 % en 2006) des ventes de nos produits pétroliers aux États-Unis ont été réalisées auprès de clients industriels et commerciaux, de gros et à des raffineries du Colorado; les produits vendus étaient principalement des carburateurs, du carburant diesel et de l'essence. Les ventes d'asphalte composaient les 8 % restants des ventes de produits raffinés de l'unité RC aux États-Unis en 2007 (8 % en 2006).

Outre nos entreprises de raffinage et de commercialisation en aval, cette unité comptait également une entreprise de commercialisation et de commerce de l'énergie. Les activités de commercialisation et de commerce de l'énergie comprennent des activités de commercialisation du pétrole brut de tiers ainsi que des activités de commerce de produits financiers et de produits dérivés physiques.

Approvisionnement en charge d'alimentation

La raffinerie de Sarnia utilise du pétrole brut synthétique et du pétrole brut classique. En 2007, environ 50 % (55 % en 2006) de la charge d'alimentation en pétrole brut synthétique de la raffinerie provenaient de la production de notre unité des Sables bitumineux. En 2007, 43 % (60 % en 2006) du pétrole brut raffiné à la raffinerie de Sarnia était du pétrole brut synthétique. La raffinerie a acheté le reste du pétrole brut synthétique de même que ses charges d'alimentation classiques et condensats auprès de tiers aux termes 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 d'Enbridge. 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 RC a signé une convention de 10 ans relative à la charge d'alimentation avec Nova Chemicals (Canada) Ltd., raffinerie pétrochimique située à Sarnia. En vertu de cette convention d'achat et de vente, nous avons obtenu un charge d'alimentation qui convient mieux à la production de carburants de transport en échange d'une charge d'alimentation davantage adaptées au craquage visant à fabriquer des produits pétrochimiques. Nous concluons également de temps à autre des conventions d'achat et de vente ou d'échange réciproques avec d'autres sociétés de raffinage afin de réduire les frais

⁶ 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 Suncor et GROWMARK Inc., coopérative agricole et de commercialisation du grain du Midwest américain.

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

La raffinerie de Commerce City utilise tant du pétrole brut classique que du pétrole brut synthétique. Environ un quart du pétrole brut de la raffinerie est acheté de sources canadiennes, le restant provenant des États-Unis, principalement de la région des Rocheuses.

Les conventions d'achat de 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.

Depuis l'achèvement de nos projets de désulfuration du carburant diesel et d'intégration des sables bitumineux, nous sommes en mesure de traiter jusqu'à 40 000 bj et 15 000 bj de pétrole brut acide de l'unité des Sables bitumineux à nos raffineries au Canada et aux États-Unis, respectivement.

Activités de raffinage

Au Canada

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

En 2007, la capacité de raffinage de la raffinerie était de 70 000 bj de pétrole brut. Les unités de raffinage 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 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.

En 2007, la raffinerie disposait d'une capacité de craquage de 40 200 bj qu'elle doit à un craqueur catalytique Houdry (le « craqueur catalytique ») et à un hydrocraqueur. Environ 40 % de la capacité de craquage de la raffinerie venait du craqueur catalytique, qui utilise une technique moins récente. En 2004, une étude qui visait à évaluer le craqueur catalytique a conclu que, compte tenu des améliorations et des mises à niveau prévues, le craqueur catalytique peut continuer d'être exploité de façon rentable et sécuritaire pendant au moins 10 ans. Une étude menée en 2005 a permis de relever des options de remplacement pour le craqueur catalytique. L'analyse de ces options et d'autres options se poursuivra.

Dans l'ensemble, l'utilisation du pétrole brut a été en moyenne de 98 % en 2007, comparativement à 78 % en 2006. Une interruption des activités à des fins de raccordement d'équipements et une interruption des activités pour entretien majeur ont eu une incidence sur le taux d'utilisation en 2007 et en 2006, respectivement.

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

Aux États-Unis

Les unités 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 Commerce City approvisionne en produits d'essence raffinée principalement les activités de

commercialisation de l'unité RC au Colorado. Les ventes de produits raffinés en 2007 se sont établies en moyenne à environ 99 600 bj (15 800 m³ par jour) contre 90 600 bj (14 400 m³) en 2006.

L'entreprise de raffinage de Commerce City est une entreprise à degré élevé de conversion qui produit une vaste gamme de produits, ce qui comprend l'essence, les carburateurs, le carburant diesel et l'asphalte. La raffinerie produit 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 99 % en 2007 (92 % en 2006).

Le tableau qui suit présente les charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut et les taux d'utilisation moyens de pétrole brut, au total, des activités de raffinage au Canada et aux États-Unis pour 2007 et 2006.

| Capacité totale de raffinage au Canada et aux États-Unis | 2007 | 2006 |
|---|-------------|-------------|
| Charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut (bj) | 157 600 | 136 700 |
| Taux d'utilisation moyen de pétrole brut (%) ⁽¹⁾ | 98 | 85 |

Note :

(1) En fonction de la capacité des unités de traitement de brut et des charges d'alimentation de ces unités.

Dans le cours normal des activités, nous procédons régulièrement à des interruptions des activités des raffineries 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 dans le but de maintenir notre efficacité opérationnelle. En 2007, nous avons mené à bien des arrêts des activités à des fins d'entretien majeur à nos raffineries de Sarnia et de Commerce City.

Principaux produits

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 RC par produit pour les deux derniers exercices.

| Produit : | 2007 | | 2006 | |
|---|---|---|---|---|
| | (en milliers de mètres cubes par jour) | (Pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité RC) | (en milliers de mètres cubes par jour) | (Pourcentage des produits d'exploitation consolidés de l'unité RC) |
| Carburants de transport | | | | |
| Essence | | | | |
| Commerces de détail | 5,2 | 13 | 5,3 | 19 |
| Coentreprises | 3,1 | 5 | 3,0 | 6 |
| Autres | 8,5 | 24 | 7,6 | 23 |
| Carburateur | 2,3 | 4 | 1,7 | 4 |
| Carburant diesel | 8,3 | 18 | 6,8 | 18 |
| Sous-total – Carburants de transport | <u>27,4</u> | <u>64</u> | <u>24,4</u> | <u>70</u> |
| Produits pétrochimiques | 0,9 | 2 | 0,9 | 3 |
| Asphalte | 1,7 | 2 | 1,2 | 1 |
| Autres | 3,5 | 5 | 3,0 | 5 |
| Total – Produits raffinés | <u>33,5</u> | <u>73</u> | <u>29,5</u> | <u>79</u> |
| Autres produits non raffinés ⁽¹⁾ | | 2 | | 2 |
| Commercialisation et commerce d'énergie | | 25 | | 19 |
| Total en % | | <u>100</u> | | <u>100</u> |

Note :

(1) Comprend les produits d'exploitation accessoires.

Principaux marchés

Au Canada

La commercialisation d'environ 51 % (58 % en 2006) des volumes des ventes de l'unité RC au Canada 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 détenues en coentreprise et les activités reliées aux cartes-accès. En 2007, ce réseau se composait de :

- 272 (272 en 2006) stations-service de la bannière Sunoco;
- 151 (151 en 2006) stations-service exploitées par Pioneer;
- 55 (53 en 2006) stations-service exploitées par UPI et un réseau de 13 installations de distribution en vrac de carburant rural et agricole;
- 48 (36 en 2006) relais-routiers à carte-accès pour parcs de la bannière Sunoco.

UPI Inc. est une coentreprise dans laquelle GROWMARK Inc., coopérative d'approvisionnement agricole et de commercialisation du grain du Midwest américain, détient une participation de 50 %. Pioneer est une coentreprise dans laquelle The Pioneer Group Inc. détient 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 RC comprennent « Ecowash », notre lave-auto primé, et « Gold Diesel », notre supercarburant diesel à faible teneur en soufre.

Environ 44 % (36 % en 2006) des ventes de l'unité RC au Canada ont été effectuées auprès de clients industriels, commerciaux, de gros et à des raffineries, principalement en Ontario. L'unité RC approvisionne également des clients industriels et commerciaux du Québec aux termes de conventions à long terme conclues avec d'autres raffineurs régionaux.

L'unité RC au Canada commercialise du toluène, des xylènes mixtes, de l'orthoxyène et d'autres produits pétrochimiques, principalement au Canada et aux États-Unis, par l'entremise de Sun Petrochemicals Company. L'unité RC détient une participation de 50 % dans Sun Petrochemicals Company, 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. Sun Petrochemicals Company 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 RC dans les ventes totales de produits raffinés sur son marché primaire canadien de l'Ontario a été d'environ 20 % en 2007 (18 % en 2006). Les carburants de transport ont représenté 78 % du volume des ventes de l'unité RC au Canada en 2007 (82 % en 2006) et les produits chimiques, 5 % (6 % en 2006). 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.

Des produits pétroliers raffinés sont également fournis 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.

Aux États-Unis

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

- de 44 stations de la bannière Phillips 66 ®, qui génèrent environ 5 % des ventes de l'unité RC aux États-Unis;
- de conventions d'approvisionnement conclues avec 173 points de vente de distributeur de la bannière Phillips 66 ® au Colorado, ce qui représente environ 13 % des ventes de l'unité RC aux États-Unis. 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 et marques de fabricant 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 aux États-Unis en 2007 (8 % en 2006).

Environ 74 % des ventes de l'unité RC aux États-Unis sont destinées à des clients industriels, commerciaux, de gros et à des raffineries, principalement au Colorado; de ce pourcentage, environ 10 % sont des ventes conclues aux termes d'une convention d'approvisionnement à long terme avec ConocoPhillips (échéant en 2013) et 23 % aux termes d'une convention d'approvisionnement (échéant en 2008) conclue avec Valero.

L'unité RC estime qu'en 2007 ses ventes de produits raffinés sous forme de combustibles légers aux États-Unis ont représenté une part de marché, sur son marché principal du Colorado, d'environ 40 % (40 % en 2006). Sur ce marché, les établissements de la bannière Phillips 66 ® de l'unité RC occupaient une part de marché de 13 % (15 % en 2006).

Transport et distribution

Les entreprises de l'unité RC utilisent divers modes de transport pour acheminer les produits vers les marchés, notamment par pipeline, par mer, par chemin de fer et par route.

En ce qui concerne nos entreprises au Canada, l'unité RC 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 carburant diesel, le carburéacteur 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 Suncor est propriétaire à 55 % et dont un autre raffineur est propriétaire à 45 %. Le pipeline est exploité comme une installation privée par ses propriétaires, et il dessert des installations terminales à Toronto, Hamilton et London.

Nous avons par ailleurs 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 réseau de pipelines à Sarnia exploité par un raffineur américain. Ce lien avec les États-Unis permet aux entreprises de l'unité RC au Canada d'acheminer des produits vers les marchés ou d'obtenir des charges d'alimentation ou des produits lorsque la conjoncture est favorable dans les marchés du Michigan et de l'Ohio.

En ce qui concerne nos entreprises aux États-Unis, environ 60 % du pétrole brut traité à la raffinerie 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 expéditeurs. Nous exploitons également un pipeline de pétrole brut, le pipeline Centennial, qui va de Guernsey, au Wyoming, à Cheyenne, au Wyoming. Jusqu'au 27 septembre 2007,

nous étions propriétaires d'environ 65 % du pipeline Centennial. Nous avons acheté la participation restante de 35 % d'un autre raffineur de la région en date du 27 septembre 2007, de sorte que nos sommes maintenant propriétaire exclusif du pipeline Centennial.

Le réseau Rocky Mountain Crude avait une capacité de 38 000 bj en 2007, de Guernsey à Cheyenne, et de 73 500 bj, de Cheyenne à Denver. En 2007, le réseau Rocky Mountain Crude a utilisé environ 85 % (81 % en 2006) de sa capacité pour un débit moyen de 27 600 bj (28 200 bj en 2006) entre Guernsey et Cheyenne et de 67 700 bj (62 400 bj en 2006) 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 80 % (85 % en 2006) de sa capacité, pour un débit moyen d'environ 50 800 bj (54 400 bj en 2006).

L'unité RC aux États-Unis disposent de plates-formes de chargement ferroviaire et routier à la raffinerie de la région de Denver et 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 carburant diesel d'une longueur de quatre milles et d'une capacité de 14 000 bj, qui permet de livrer du carburant diesel directement à la gare de triage d'Union Pacific, située à Denver, au Colorado.

Nous estimons, tant pour ce qui est de nos entreprises au Canada que pour nos entreprises aux États-Unis, 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 l'unité RC 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, nous devons accroître la capacité de traitement des eaux de notre raffinerie de Commerce City, 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 44 M\$ et 49 M\$ (entre 45 M\$ US et 50 M\$ US) et qu'il sera terminé dans les délais prévus, soit entre 2008 et 2010. En 2007, nous avons dépensé environ 12 M\$ (11 M\$ US) dans le cadre de la phase à l'ammoniac de ce projet.

Les stades auxquels en sont rendus la réglementation et la législation que le gouvernement fédéral canadien et les gouvernements de la province d'Ontario et de l'État du Colorado veulent adopter en matière de gestion des gaz à effet de serre varient. Jusqu'à maintenant, aucun projet de loi n'a été déposé dans l'un ou l'autre de ces territoires, de sorte qu'on ne peut connaître l'incidence que pourrait avoir une telle législation ou réglementation.

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par notre unité RC, 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 » de notre rapport de gestion.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007, 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

En tant qu'émetteur canadien, nous sommes assujettis aux obligations d'information prescrites par les autorités canadiennes en valeurs mobilières, notamment l'obligation de présenter nos réserves conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »). Toutefois, nous avons obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permettant de présenter nos réserves conformément aux obligations d'information américaines. Aux termes des obligations 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 de 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 (les « coûts et prix constants »). Les réserves de nos concessions in situ de Firebag sont présentées en barils de bitume, à l'aide de ces hypothèses de coûts et de prix constants (prière de se reporter à la rubrique « Présentation des réserves de pétrole et de gaz requise suivant les obligations américaines – Réserves prouvées de pétrole et de gaz classiques » pour obtenir les réserves de pétrole et de gaz classiques prouvées nettes).

Aux termes des obligations d'information américaines, nous présentons 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 des 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 78,5 % dans le cas des réserves prouvées et de 80 % dans le cas des réserves prouvées et probables. Le taux de rendement plus faible appliqué aux réserves prouvées reflète les niveaux d'exploitation historiques. Le taux de rendement de 80 % des réserves prouvées et probables reflète les taux de rendement que l'on prévoit obtenir lorsque les problèmes de rendement opérationnel auront été réglés.

En 2005, nous avons conclu une convention avec le gouvernement de l'Alberta fixant les conditions de notre option de transition vers le régime générique de redevances fondées sur le bitume à compter de 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, des droits de redevance dérogatoires et des droits de franche tenure en fonction des prix 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 de pétrole et de gaz requise aux termes des obligations américaines – Réserves minières prouvées et probables des sables bitumineux » pour obtenir les réserves minières prouvées et probables brutes et nettes). Nos concessions in situ de 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 à la Couronne de l'Alberta, il a été supposé que cette valeur équivalait à celle des ventes de bitume des concessions de Firebag à notre installation de valorisation. 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. En octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a proposé des modifications au régime de redevances. En janvier 2008, Suncor a conclu une convention modificatrice concernant les redevances en vue de soumettre ses activités au nouveau régime de redevances si le gouvernement adopte les modifications proposées. Les estimations des réserves qui suivent ne tiennent pas compte des modifications proposées par les gouvernements ni de la convention modificatrice concernant les redevances que nous avons conclue. Pour une analyse complète des redevances versées à la Couronne, prière de se reporter à la sous-rubrique « Redevances à la Couronne visant les sables bitumineux » et « Redevances à la Couronne visant le gaz naturel » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » de notre rapport de gestion.

La dispense que nous accordent les autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permet non seulement de présenter nos réserves conformément aux obligations d'information américaines, mais également de fournir d'autres renseignements sur une base volontaire. 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 de Firebag. Dans les renseignements fournis sur une base volontaire, nous présentons l'ensemble de nos réserves de la façon suivante :

- les réserves minières prouvées et probables brutes et nettes sont présentées conformément aux obligations d'information américaines; toutefois, les renseignements donnés de façon volontaire sont fondés sur des hypothèses de coûts et de prix en dollars constants standardisés. Ces hypothèses sont fondées sur un cours du pétrole de référence affiché au 31 décembre, rajusté pour tenir compte d'un différentiel qui vise généralement à représenter une moyenne annuelle standardisée pour l'exercice (le « prix moyen annuel établi en fonction d'un différentiel ») plutôt qu'un différentiel déterminé à un moment donné dans le temps, conformément à l'avis du personnel des ACVM n° 51-315 (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 78,5 % dans le cas des réserves prouvées et de 80 % dans le cas des réserves prouvées et probables);
- les réserves de bitume prouvées et probables brutes et nettes tirées des concessions in situ de Firebag sont évaluées à l'aide d'un prix annuel moyen établi en fonction d'un différentiel. 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 %, aussi bien pour les réserves prouvées que pour les réserves prouvées et probables.

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

- a) sont présentées sur une base brute de même que sur la base nette requise par les obligations d'information américaines;
- b) sont converties de barils de bitume (aux termes des obligations d'information américaines) en barils de pétrole brut synthétique (à des fins de regroupement);
- c) comprennent les réserves prouvées et probables plutôt que les réserves prouvées seulement comme le requièrent les obligations d'information américaines;
- d) sont évaluées à l'aide d'hypothèses fondées sur le prix annuel moyen établi en fonction d'un différentiel pour 2007, conformément à l'avis du personnel des ACVM n° 51-315, alors que les estimations en vertu des obligations d'information américaines sont établies à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants.

Les comparaisons des estimations des réserves aux rubriques « Présentation des réserves de pétrole et de gaz requise suivant les obligations américaines » et « Présentation volontaire des réserves et des ressources de sables bitumineux » pourraient comporter des différences importantes selon les hypothèses de prix utilisées et selon que les réserves sont présentées en barils de bitume ou en barils de pétrole brut synthétique, que les réserves probables sont incluses ou non et que les réserves sont présentées sur une base brute ou nette. Ces différences ont été importantes pour la présentation des réserves en 2005 et en 2007 en raison d'hypothèses de prix constants nettement inférieurs. Au 31 décembre 2006, il n'y avait pas de différence attribuable aux prix retenus. Se reporter à la rubrique « Présentation volontaire des réserves et des ressources des sables bitumineux – Rapprochement des réserves prouvées et probables brutes et nettes estimatives de sables bitumineux ».

En plus de présenter nos réserves conformément aux obligations d'information ainsi que de façon volontaire, nous avons également choisi de présenter notre meilleure estimation des ressources restantes pouvant être récupérées pour les concessions minières et in situ au 31 décembre 2007. Celles-ci sont présentées conformément aux exigences du Règlement 51-101.

Toutes nos réserves et ressources ont été évaluées au 31 décembre 2007 par les conseillers indépendants en pétrole, GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »). Dans des rapports datés du 19 février 2008 concernant les concessions minières de sables bitumineux et du 11 février 2008 concernant les concessions in situ de sables bitumineux (collectivement, les « rapports GLJ sur les sables bitumineux »), GLJ a évalué les ressources et les réserves prouvées et probables de nos concessions minières de sables bitumineux et de nos concessions in situ de Firebag à l'aide d'hypothèses de prix et de coûts constants conformément aux obligations 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, des engagements de mise en œuvre de projets et des restrictions réglementaires.

Pour les estimations des réserves in situ de 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 projets, 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 délimitées à 80 acres près avec contrôle sismique 3D (ou de 40 acres sans contrôle sismique 3D), alors que nos réserves probables sont délimitées à 160 acres près 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. Nous avons des projets de mise en valeur de nos réserves probables non mises en valeur au cours de phases ultérieures, mais ils n'ont pas encore obtenu l'autorisation définitive de notre conseil.

Dans un rapport daté du 11 février 2008 (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 de Firebag) au 31 décembre 2007.

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 2007, et ces hypothèses pourraient différer sensiblement 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 DE PÉTROLE ET DE GAZ REQUISE SUIVANT LES OBLIGATIONS AMÉRICAINES

Réserves minières prouvées et probables de 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 2006 | 1 709 | 1 507 | 634 | 564 | 2 343 | 2 071 |
| Révisions d'estimations antérieures | (1) | 103 | 106 | 149 | 105 | 252 |
| Extensions et découvertes | - | - | - | - | - | - |
| Production | (74) | (66) | - | - | (74) | (66) |
| 31 décembre 2007 | 1 634 | 1 544 | 740 | 713 | 2 374 | 2 257 |

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 78,5 % dans le cas des réserves prouvées et de 80 % dans le cas des réserves prouvées et probables. Le taux de rendement plus faible appliqué aux réserves prouvées reflète les niveaux d'exploitation historiques qui ont été inférieurs aux attentes de la direction. Le taux de rendement de 80 % des réserves prouvées et probables reflète un rendement par rapport aux niveaux cibles fixés par la direction une fois que les problèmes de rendement opérationnel auront été réglés.
- (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. Elles ne tiennent pas compte des modifications au régime de redevances de l'Alberta qui sont actuellement proposées, ni de la convention modificatrice concernant les redevances que nous avons conclue. Nous estimons, compte tenu du prix actuel du pétrole, que si les modifications proposées étaient adoptées, les redevances que nous devons verser à l'avenir augmenteront et nos réserves nettes diminueront. Se reporter à la sous-rubrique « Redevances à la Couronne de l'Alberta fondées sur le bitume » de la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Principales concessions minières

| Participation | Description | Nombre d'acres bruts | Date d'expiration ⁽⁴⁾ | 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 | (3) |
| 7006060391 | | 3 162 | 31 mai 2011 | (3) |
| 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 convenus sont maintenus.
- (2) Il est nécessaire de verser un loyer annuel pour conserver ces concessions jusqu'aux dates d'expiration indiquées pour la période de location. Si une demande de reconduction est faite avant les dates d'expiration indiquées, les concessions peuvent être conservées après ces dates si elles respectent les seuils d'évaluation minimums et si :
- les concessions sont en production et conservent les seuils de production minimums convenus;
 - des loyers progressifs sont versés. Ces loyers commencent à 7 \$/hectare/an et doublent tous les trois ans pour atteindre 224 \$/hectare/an au maximum.
- (3) Il est nécessaire de verser un loyer annuel pour conserver ces permis jusqu'aux dates d'expiration indiquées pour la durée des permis. Si une demande est faite avant les dates d'expiration indiquées, un permis peut être converti en une concession de 15 ans si le seuil d'évaluation minimum a été atteint. La concession issue de la conversion d'un permis en un bail est reconduite conformément à ce qui est indiqué à la note (2) ci-dessus.
- (4) Il n'y a aucune superficie non mise en valeur arrivant à expiration au cours des trois prochains exercices.

Statistiques d'exploitation minière de l'unité des Sables bitumineux

Le tableau qui suit présente certaines statistiques d'exploitation minière de l'unité des Sables bitumineux. Les chiffres indiqués sont des moyennes établies en fonction des statistiques relevées au cours de l'exercice et, par conséquent, ils devraient être considérés comme des approximations. Il est question des statistiques sur les activités in situ de Firebag de l'unité des Sables bitumineux aux rubriques « Réserves prouvées de pétrole et de gaz classiques » et « Ventes, production, données sur les puits, intérêts fonciers et activité de forage – Classique ».

| | 2007 | 2006 | 2005 |
|--|--------|--------|--------|
| Total du volume extrait ⁽¹⁾ | | | |
| millions de tonnes | 331,3 | 356,2 | 313,7 |
| Ratio du volume extrait par rapport aux sables bitumineux ⁽¹⁾ | 40,6 % | 41,8 % | 32,0 % |
| Sables bitumineux exploités | | | |
| millions de tonnes | 134,4 | 149,0 | 100,5 |
| Teneur moyenne en bitume (% massique) | 12,4 % | 12,8 % | 12,2 % |
| Bitume brut extrait des sables bitumineux | | | |
| millions de tonnes | 16,6 | 19,1 | 12,3 |
| Récupération moyenne provenant de l'extraction (%)... | 92,8 % | 93,1 % | 92,6 % |
| Production de bitume brut | | | |
| millions de mètres cubes ⁽²⁾ | 15,4 | 17,6 | 11,4 |
| Production brute de pétrole brut synthétique | | | |
| milliers de barils par jour ⁽³⁾ | 235,0 | 231,9 | 152,2 |

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 au produit de la production de bitume brut dans les sables bitumineux exploités et du taux de récupération moyen et du facteur de conversion approprié.
- (3) Les mètres cubes sont convertis en barils à l'aide d'un facteur de conversion de 6,29. La production de bitume de Firebag est valorisée et est incluse dans la production de nos activités de base. Par conséquent, la production minière présentée ci-dessus ne concordera plus avec les statistiques d'exploitation.

Réserves prouvées de pétrole et de gaz classiques

Les données dans le tableau suivant 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 minières de l'unité des Sables bitumineux sont exclues tandis que les réserves in situ de Firebag sont incluses.

RÉSERVES PROUVÉES NETTES⁽¹⁾

Pétrole brut, liquides de gaz naturel et gaz naturel

| Coûts et prix constants au 31 décembre | Unité des Sables bitumineux : Firebag – pétrole brut (millions de barils de bitume) ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ | Unité du Gaz naturel : Pétrole brut et liquides de gaz naturel (millions de barils) | Total (millions de barils) | Unité du Gaz naturel : gaz naturel (milliards de pieds cubes) |
|---|--|---|----------------------------|---|
| 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 |
| Révisions d'estimations antérieures | 68 | - | 68 ⁽⁵⁾ | 4 |
| Récupération améliorée | 99 ⁽⁶⁾ | - | 99 | - |
| Achats de ressources minérales en place | - | - | - | 19 |
| Extensions et découvertes | - | - | - | 33 |
| Production | (13) | (1) | (14) | (53) |
| Ventes de ressources minérales en place | - | - | - | (1) |
| 31 décembre 2007 | 1 057 | 6 | 1 063 | 428 |

Prouvées mises en valeur

| | | | | |
|------------------|-----|---|-----|-----|
| 31 décembre 2004 | - | 7 | 7 | 385 |
| 31 décembre 2005 | 137 | 7 | 144 | 387 |
| 31 décembre 2006 | 188 | 6 | 194 | 365 |
| 31 décembre 2007 | 186 | 6 | 192 | 379 |

Notes :

- (1) Notre participation indivise dans les réserves, déduction faite des redevances à la Couronne, des droits de franche tenure et des droits de redevance dérogatoires. Nos concessions de Firebag ne comportent que des redevances à la Couronne.
- (2) Même si nous sommes assujettis aux obligations d'information canadiennes relativement à la présentation de nos réserves, nous avons obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permettant de présenter nos réserves prouvées conformément aux obligations d'information américaines. Voir « Recours à une dispense » à la page 54.
- (3) Les estimations des réserves prouvées de nos concessions in situ de 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 en fin d'exercice, il a été déterminé que nos réserves prouvées n'étaient pas rentables. Depuis 2005, nous avons reclassé nos réserves prouvées et celles-ci ont continué d'être rentables en 2007.
- (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.
- (5) Le gaz naturel des forages intercalaires compris dans les révisions totales de 2007 s'est élevé à 16 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »), (2006 – 11 Gpi³; 2005 – 23 Gpi³).
- (6) La récupération améliorée tient compte d'une partie de la phase 3 du projet d'agrandissement de 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 2007. Nous n'avons pas conclu de conventions d'approvisionnement à long terme ni de contrats avec des gouvernements aux termes desquels nous agissons à titre de producteur et nous ne détenons aucune participation dans des entreprises pétrolières et gazières comptabilisées selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation.

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

| (millions de dollars) | Au 31 décembre | |
|---|---------------------|---------------------|
| | 2007 | 2006 |
| Terrains prouvés | 4 896 | 3 869 |
| Terrains non prouvés | 298 | 224 |
| Autres installations et équipement de soutien | <u>24</u> | <u>22</u> |
| Total des coûts | 5 218 | 4 115 |
| Amortissement accumulé et provision pour épuisement | <u>(1 306)</u> | <u>(1 041)</u> |
| Frais capitalisés nets | <u><u>3 912</u></u> | <u><u>3 074</u></u> |

Note :

- (1) Les frais capitalisés ne comprennent pas les frais relatifs aux projets d'agrandissement des installations de valorisation 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 | | |
|--|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | 2007 | 2006 | 2005 |
| Frais d'acquisition de terrains | | | |
| Terrains prouvés | 140 | - | 1 |
| Terrains non prouvés | 32 | 29 | 9 |
| Frais d'exploration | 142 | 247 | 148 |
| Frais de mise en valeur | 1 459 | 688 | 552 |
| Obligations liées à la mise hors service d'une immobilisation | <u>30</u> | <u>35</u> | <u>4</u> |
| Total des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration | <u><u>1 803</u></u> | <u><u>999</u></u> | <u><u>714</u></u> |

Note :

- (1) Les frais engagés ne comprennent pas les frais relatifs aux projets d'agrandissement des installations de valorisation connexes.

Résultats d'exploitation pour la production pétrolière et gazière

Exercices terminés les 31 décembre

| (millions de dollars) | 2007 | 2006 | 2005 |
|--|------------|------------|------------|
| Produits | | | |
| Ventes aux clients qui n'appartiennent pas au même groupe..... | 492 | 516 | 670 |
| Transferts vers d'autres entreprises..... | 431 | 387 | 52 |
| | <u>923</u> | <u>903</u> | <u>722</u> |
| Dépenses | | | |
| Frais de production | 362 | 291 | 213 |
| Dépréciation, provision pour épuisement et amortissement | 264 | 215 | 145 |
| Exploration | 93 | 87 | 66 |
| Gain à l'aliénation d'actifs | - | (4) | (12) |
| Autres frais connexes | 47 | 40 | 39 |
| | <u>766</u> | <u>629</u> | <u>451</u> |
| Bénéfice d'exploitation avant impôts sur le revenu | 157 | 274 | 271 |
| Impôts sur le revenu connexes | (10) | (38) | (98) |
| Résultats d'exploitation | <u>147</u> | <u>236</u> | <u>173</u> |

Mesure normalisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets tirés de la production estimative des réserves prouvées de pétrole et de gaz 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 normalisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets tirés de la production estimative des réserves prouvées de pétrole et de gaz 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 de Firebag et de nos terrains de l'unité du Gaz naturel. Les données sont fondées sur les cours réels des marchandises en 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 :

| | 2007 | 2006 | 2005 |
|---|-------|-------|-------|
| Cours du gaz naturel à la fin de l'exercice (AECO - \$/GJ) | 6,26 | 7,52 | 10,22 |
| Cours du pétrole brut à la fin de l'exercice (WTI - \$ US/b) | 95,98 | 62,09 | 59,45 |
| 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) | 41,72 | 17,99 | 26,35 |

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 revenu 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.

On détermine la mesure normalisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets 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 conjoncture économique en fin d'exercice. Le prix de la production future estimative est établi en fonction des cours en fin d'exercice; toutefois, les cours futurs du gaz naturel sont augmentés, le cas échéant, selon les 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 des coûts en fin d'exercice. De plus, nous avons également déduit d'autres frais estimatifs jugés nécessaires pour calculer les flux de trésorerie nets 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 de biens. La déduction des charges d'impôts futures réduit encore davantage les flux de trésorerie nets 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 prouvées de pétrole et de gaz, 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 de Firebag et la production de l'unité du 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 visant les sables bitumineux et impôts à payer » sous la rubrique « Survol de Suncor et de ses priorités stratégiques » de notre 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 normalisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves prouvées de pétrole et de gaz après impôts ».

| (millions de dollars) | 2007 | 2006 | 2005 |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Flux de trésorerie futurs | 31 227 | 32 882 | 16 444 |
| Frais futurs de production | (15 963) | (12 264) | (10 181) |
| Frais futurs de mise en valeur | (8 002) | (5 648) | (1 705) |
| Autres frais futurs connexes | (742) | (612) | (464) |
| Charges d'impôts futures | <u>(2 203)</u> | <u>(4 221)</u> | <u>(1 216)</u> |
| Sous-total | <u>4 317</u> | <u>10 137</u> | <u>2 878</u> |
| *Facteur d'actualisation de 10 % | <u>(3 807)</u> | <u>(6 768)</u> | <u>(1 214)</u> |
| Mesure normalisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves prouvées de pétrole et de gaz après impôts ... | <u>510</u> | <u>3 369</u> | <u>1 664</u> |

Résumé de l'évolution de la mesure normalisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés de la production estimative des réserves prouvées de pétrole et de gaz après impôts

| (millions de dollars) | 2007 | 2006 | 2005 |
|--|------------|--------------|--------------|
| Solde, début de l'exercice | 3 369 | 1 664 | 1 074 |
| Ventes et transferts de la production pétrolière et gazière, déduction faite des frais de production | (483) | (559) | (456) |
| Variation nette des prix et des frais de production | (3 226) | 1 907 | 737 |
| Variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs | (2 151) | (1 141) | (573) |
| Extensions, découvertes et récupération améliorée, déduction faite des frais associés | 72 | 59 | 162 |
| Frais de mise en valeur engagés au cours de la période | 1 459 | 772 | 557 |
| Révisions d'estimations antérieures de quantité | (4) | 1 051 | 440 |
| Achats de réserves en place | 37 | - | - |
| Vente de réserves en place | (2) | (2) | (4) |
| Augmentation due à l'actualisation | 472 | 231 | 125 |
| Variation nette des charges fiscales | 934 | (714) | (470) |
| Autres frais connexes | <u>33</u> | <u>101</u> | <u>72</u> |
| Solde, fin de l'exercice | <u>510</u> | <u>3 369</u> | <u>1 664</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 de Firebag. L'information ci-après ne couvre pas les renseignements relatifs à nos activités d'exploitation minière de l'unité des 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 | 2007 | 2006 | 2005 |
|--|-------|-------|-------|
| Pétrole brut et bitume(\$/b) | 37,67 | 38,94 | 45,86 |
| LGN (\$/b) | 53,32 | 44,96 | 50,70 |
| Gaz naturel (\$/kpi ³) | 6,32 | 7,15 | 8,57 |

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) | 2007 | 2006 | 2005 |
|---|-------|-------|-------|
| Frais de production moyens (extraction) du pétrole brut et du gaz classiques ⁽¹⁾ | 13,63 | 11,92 | 10,86 |

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 connexes, des usines et des réseaux collecteurs de gaz naturel, ainsi que des installations centrales de 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 2007 nombre de puits | Pétrole brut ⁽³⁾ | | Gaz naturel | | Total | |
|--|-----------------------------|--------------------|---------------------|--------------------|---------------------|--------------------|
| | Brut ⁽¹⁾ | Net ⁽²⁾ | Brut ⁽¹⁾ | Net ⁽²⁾ | Brut ⁽¹⁾ | Net ⁽²⁾ |
| Alberta | 71 | 56 | 399 | 238 | 470 | 294 |
| Colombie-Britannique | 19 | 8 | 143 | 65 | 162 | 73 |
| Total | 90 | 64 | 542 | 303 | 632 | 367 |

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 2007

| (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 | 690 | 410 | 1 250 | 680 | 1 940 | 1 090 |
| Firebag | 2 | 2 | 287 | 287 | 289 | 289 |
| Total – Canada | 692 | 412 | 1 537 | 967 | 2 229 | 1 379 |
| État-Unis | | | | | | |
| Gaz naturel | - | - | 46 | 24 | 46 | 24 |
| Total | 692 | 412 | 1 583 | 991 | 2 275 | 1 403 |

Notes :

- (1) La surface non mise en valeur désigne la surface sur laquelle le forage ou la réalisation des 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 2007

| (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 | 7 | 4 | 11 | 14 | 1 | 15 |
| Firebag | - | - | - | 26 | - | 26 |
| États-Unis | - | - | - | - | - | - |
| Total | 7 | 4 | 11 | 40 | 1 | 41 |

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 | - | - | - | - | - | - |
| Total | 3 | 6 | 9 | 22 | 4 | 26 |

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 |

Au 31 décembre 2007, nous participions au forage de 28 puits bruts d'exploration et de développement (16 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 64 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 4 mars 2008, des couvertures de pétrole brut visant 10 000 bj de production étaient en cours pour le reste de 2008. Les prix de ces barils sont fixes à l'intérieur d'une fourchette comprise entre 59,85 \$ US et 101,06 \$ US par baril. Nous avons par ailleurs également acheté des options de vente à 60 \$ US à WTI visant 55 000 bj pour les années civiles 2009 et 2010. 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 » de notre rapport de gestion et à la note 7 de nos états financiers consolidés 2007, laquelle note est intégrée par renvoi dans les présentes.

PRÉSENTATION VOLONTAIRE DES RÉSERVES ET DES RESSOURCES DE SABLES BITUMINEUX

Rapprochement des réserves minières de l'unité des Sables bitumineux et des réserves in situ de Firebag

Les tableaux qui suivent présentent, sur une base brute⁷ et une base nette, le rapprochement de nos réserves prouvées et probables de pétrole brut synthétique des concessions minières de l'unité des Sables bitumineux et de bitume, converties en pétrole brut synthétique à des fins de comparaison uniquement, de nos concessions in situ de Firebag, du 31 décembre 2006 au 31 décembre 2007, d'après les rapports GLJ sur les sables bitumineux.

Rapprochement des réserves prouvées et probables brutes estimatives de l'unité des sables bitumineux

| (en millions de barils de pétrole brut synthétique) ⁽¹⁾ | Concessions minières de l'unité des sables bitumineux ⁽¹⁾⁽²⁾ | | | Concessions in situ de 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 2006 | 1 709 | 634 | 2 343 | 803 | 1 907 | 2 710 | 5 053 |
| Révisions d'estimations antérieures | (1) | 106 | 105 | (17) | (5) | (22) | 83 |
| Récupération améliorée | - | - | - | 80 | (66) | 14 | 14 |
| Extensions et découvertes | - | - | - | - | - | - | - |
| Production | (74) | - | (74) | (11) | - | (11) | (85) |
| 31 décembre 2007 | 1 634 | 740 | 2 374 | 855 | 1 836 | 2 691 | 5 065 |

⁷ 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 nettes estimatives de sables bitumineux

| (en millions de barils de pétrole brut synthétique) ⁽¹⁾ | Concessions minières de l'unité des sables bitumineux ⁽¹⁾⁽²⁾ | | | Concessions in situ de 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 2006 | 1 507 | 564 | 2 071 | 722 | 1 639 | 2 361 | 4 432 |
| Révisions d'estimations antérieures | 11 | 108 | 119 | (15) | (7) | (22) | 97 |
| Récupération améliorée | - | - | - | 72 | (60) | 12 | 12 |
| Extensions et découvertes | - | - | - | - | - | - | - |
| Production | (66) | - | (66) | (11) | - | (11) | (77) |
| 31 décembre 2007 | 1 452 | 672 | 2 124 | 768 | 1 572 | 2 340 | 4 464 |

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 78,5 % dans le cas des réserves prouvées, de 80 % dans le cas des réserves prouvées et probables des concessions minières de l'unité des Sables bitumineux et de 80 % dans le cas des réserves prouvées et les réserves prouvées et probables des concessions in situ de Firebag. La quasi-totalité de notre bitume tiré des concessions minières de l'unité des Sables bitumineux est valorisé pour en faire du pétrole brut synthétique. Toutefois, nous avons le choix de vendre le bitume provenant de nos concessions in situ de 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 d'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 établie à l'aide d'hypothèses fondées sur le prix moyen annuel établi en fonction d'un différentiel pour 2007, conformément à l'avis du personnel des ACVM n° 51-315 et le choix que nous avons fait de passer à un régime de redevances à la Couronne fondées sur le bitume à compter du début de 2009. Les estimations des réserves ne tiennent pas compte des modifications proposées au régime de redevances de l'Alberta, ni de la convention modificatrice concernant les redevances que nous avons conclue.
- (3) À la rubrique « Présentation des réserves de pétrole et de gaz requise suivant les obligations américaines », nous avons fait état des réserves prouvées de nos concessions in situ de Firebag. L'information dans le tableau ci-dessus porte sur les réserves prouvées de ces concessions et diffère de la présentation assujettie aux obligations américaines des quatre façons indiquées ci-dessous. Les réserves de nos concessions in situ de Firebag que nous présentons sur une base volontaire :
- sont données sur une base brute de même que sur la base nette requise suivant les obligations d'information américaines;
 - sont converties (les barils de bitume deviennent des barils de pétrole brut synthétique dans le présent tableau à des fins de regroupement);
 - comprennent les réserves prouvées et probables et non uniquement les réserves prouvées que requièrent les obligations 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 de 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 des Sables bitumineux. Par conséquent, nos estimations pour les réserves in situ de Firebag dans les tableaux qui précèdent ne sont pas comparables à celles effectuées par des sociétés américaines;
 - sont évaluées à l'aide d'hypothèses fondées sur le prix moyen annuel établi en fonction d'un différentiel pour 2007, conformément à l'avis du personnel des ACVM n° 51-315, alors que les estimations en vertu des obligations d'information américaines sont établies à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix constants.

Ressources restantes pouvant être récupérées

Suncor détient une participation exclusive dans ses concessions de sable bitumineux, toutes situées près de Fort McMurray dans la région de l'Athabasca, en Alberta. D'après des évaluations indépendantes réalisées par GLJ en date du 31 décembre 2007, notre meilleure estimation des ressources de pétrole brut synthétique restantes pouvant être récupérées, ainsi que les éléments qui ont été inclus dans le résultat, s'établissent comme suit (en millions de barils) :

| | Minières | In Situ | Total |
|---|----------|---------|-------|
| Réserves prouvées et probables | 2,4 | 2,6 | 5,0 |
| Meilleure estimation des ressources éventuelles | 4,2 | 6,3 | 10,5 |
| Meilleure estimation des ressources restantes pouvant être récupérées | 6,6 | 8,9 | 15,5 |

Les ressources éventuelles ne sont pas considérées comme des réserves étant donné qu'il n'existe aucun plan de mise en valeur à des fins commerciales qui inclut une intention ferme de mettre en valeur les réserves dans un délai raisonnable et que dans certains cas, un degré d'incertitude plus élevé persiste compte tenu de la densité de forage de puits principaux plus faible. Notre zone de mise en valeur Voyageur South, à l'égard de laquelle nous avons soumis une demande aux autorités de réglementation en 2007, fait partie de nos ressources minières éventuelles. Des ressources minières éventuelles importantes sont également associées à nos concessions Audet, situées au nord de nos concessions de Firebag et immédiatement adjacentes aux concessions que d'autres exploitants proposent de mettre en valeur. Toutes nos concessions in situ sont associées à nos concessions de Firebag. Bien que nous estimions que les ressources éventuelles pourront éventuellement être récupérées dans des conditions économiques et d'exploitation raisonnables, rien ne garantit qu'il sera rentable d'exploiter toute partie de ces réserves.

EMPLOYÉS DE SUNCOR

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

| | Au 31 décembre | |
|--------------------------------------|----------------|-------|
| | 2007 | 2006 |
| Sables bitumineux | 3 612 | 3 182 |
| Gaz naturel | 159 | 170 |
| Raffinage et commercialisation | 1 151 | 1 068 |
| Siège social ⁽²⁾ | 1 543 | 1 346 |
| Total ⁽¹⁾ | 6 465 | 5 766 |

Notes :

- (1) En plus de nos employés, nous avons recours 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 grands projets, qui appuie nos trois unités d'exploitation.

Quelque 2 100 employés de l'unité des Sables bitumineux sont représentés par la section locale 707 du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier. Nous avons signé une nouvelle convention collective avec le syndicat avec prise d'effet le 1^{er} mai 2007. La convention prévoit une hausse des salaires de 7 % la première année et de 6 % au cours des deux années suivantes, de même qu'une somme forfaitaire initiale.

Environ 220 employés de la raffinerie de l'unité RC à Sarnia, du terminal de London et de Sun-Canadian Pipe Line Company sont représentés par des associations d'employés. En 2005, nous avons signé une

convention d'une durée de trois ans avec l'association des employés de Sarnia, et cette convention sera renégociée en 2008. En 2006, nous avons signé une convention d'une durée de trois ans avec le TCA au terminal de London et cette convention sera renouvelée année après année à moins que l'une ou l'autre des parties ne donne un avis écrit de son intention de la résilier ou d'en renégocier certaines clauses au moins 30 jours avant sa date d'expiration. La direction estime que la convention sera renégociée à sa date anniversaire. 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 de l'unité RC situées à Denver. En février 2006, le syndicat 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 unités d'exploitation. 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 indiqués 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. Un 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 trois principales unités d'exploitation, soit l'unité des Sables bitumineux, l'unité GN et l'unité RC, 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 des 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 la valorisation de ce bitume pour en faire du pétrole brut synthétique et d'autres produits comportent certains risques et incertitudes. L'unité des 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 systèmes de composants. Des conditions météorologiques particulièrement rigoureuses à l'unité des 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, 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 la valorisation 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 des Sables bitumineux sont en grande partie fixes à court terme et, par conséquent, les frais d'exploitation unitaire dépendent en grande partie des niveaux de production.

Des risques et des incertitudes sont associés aux activités 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.

Notre secteur aval est assujéti 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 d'équipement, de l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, 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.

Grands projets. Il existe certains risques liés à l'exécution de nos grands projets, notamment la nouvelle unité de cokéfaction et la stratégie de croissance du projet Voyageur. 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. La direction est d'avis que l'exécution de grands 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 et avant le début ou la fin de la conception et des études techniques détaillées finales servant à réduire la marge d'erreur. Par conséquent, les coûts réels peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être importantes.

Les estimations des coûts des grands projets comportent des incertitudes et évoluent par étapes. Pour obtenir des renseignements sur nos principaux projets d'immobilisations en cours, prière de se reporter à la page 12 de notre 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, nous avons créé une entité d'autoassurance 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 garantie. Se reporter à la note 11 de nos états financiers consolidés 2007, qui est intégrée par renvoi dans les présentes, pour une description plus détaillée de notre garantie.

En décembre 2006, les assureurs touchés par l'incendie survenu à l'unité des Sables bitumineux le 4 janvier 2005 ont déposé une demande introductive d'instance contre diverses parties considérées

comme potentiellement responsables, dans le but de récupérer les sommes qui nous ont été versées aux termes de notre contrat d'assurance. Comme l'exige notre 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 divulgation et l'exactitude des résultats financiers.

Incertitude relative aux estimations des réserves. Les estimations des réserves des unités des Sables bitumineux et GN figurant dans la présente 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 prise.

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, les frais d'exploitation futurs et les taux de rendement de la production de pétrole brut synthétique provenant du bitume, 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 des 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, nos produits d'exploitation, nos redevances, nos taxes et impôts et nos dépenses de mise en valeur et d'exploitation réels 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, si l'écart est important. 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, l'évolution politique, 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 une grande volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel, mais aussi une variation des différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et léger, ce qui pourrait avoir une incidence sur les prix du pétrole brut 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 à l'égard 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 le cadre de nos activités, de façon à couvrir nos prix et à réduire notre exposition à la volatilité des prix 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 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 prévue totale de pétrole brut pour des périodes précises. Au 4 mars 2008, des contrats de couverture du pétrole brut visant 10 000 bj étaient en vigueur pour la production de pétrole brut de 2008. Les prix de ces barils sont établis dans une fourchette qui va en moyenne de 59,85 \$ US/b à une moyenne de 101,06 \$ US/b. Par ailleurs, nous avons également acheté des options de vente à 60 \$ US à WTI visant 55 000 bj pour les années civiles 2009 et 2010. 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. Notre secteur aval est sensible aux marges de gros et de détail pour ses produits raffinés, y compris l'essence et 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 de l'unité RC qui pourraient en subir le contrecoup.

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 commerce de l'énergie. La nature des activités de commerce 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 commerce 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 2007 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 des 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'une 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 les lois applicables.

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 des autorités de réglementation 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 et dans la province de l'Alberta;
- * 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;
- * les questions portant sur la fabrication ou l'utilisation de certaines substances;
- * l'essence reformulée pour 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, des coûts de distribution et des résultats financiers. 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 pourrait entraîner l'imposition d'amendes et de peines, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages-intérêts et la perte de permis importants.

Suncor fait des progrès en ce qui a trait à la résolution des problèmes rencontrés à son exploitation in situ, où les émissions élevées ont mené à une intervention du ministère de l'Environnement de l'Alberta et de l'Alberta Energy and Utilities Board. Jusqu'à ce que les autorités de réglementation aient obtenu la certitude que les émissions sont stables et qu'elles sont conformes aux niveaux prévus dans la réglementation, la production à l'exploitation in situ est limitée à environ 42 000 barils de bitume par jour. Par conséquent, la mise en service d'unités en vue d'accroître d'environ 35 % la capacité de production de bitume des installations 1 et 2 de Firebag sera retardée. Les perspectives révisées de Suncor tiennent compte de cette contrainte. Toutefois, nous pourrions devoir revoir nos plans visant à accroître la capacité de production de bitume de Firebag si nous rencontrons des problèmes imprévus dans le cadre de l'installation de l'équipement antipollution atmosphérique ou encore si des modifications imprévues sont apportées aux permis ou encore si les exigences réglementaires sont modifiées. Par ailleurs, nous pourrions être assujettis à d'autres mesures d'application de la réglementation, et celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités.

Afin d'atténuer la mesure dans laquelle la production pourrait être touchée, nous tentons actuellement de trouver des façons d'accroître la quantité de bitume provenant de nos activités minières. Nous accélérons également l'aménagement de l'équipement antipollution atmosphérique, ce qui entraînera des frais d'entretien et des coûts en capital supplémentaires.

En décembre 2007, l'importante quantité d'émissions à notre usine de base a mené à l'émission d'une ordonnance par le ministère de l'Environnement de l'Alberta. Les émissions à l'usine de sables bitumineux ont dépassé les normes de qualité de l'air ambiant; par conséquent, nous procédons actuellement à la mise à niveau de notre équipement antipollution atmosphérique et réduisons les déversements dans les bassins de résidus. Nous avons en outre apporté des modifications à notre procédé de traitement et mettons en œuvre un programme de surveillance plus élaboré. Toutefois, nous pourrions devoir revoir nos plans visant à diminuer les émissions à l'usine de base si nous rentrons des problèmes imprévus dans le cadre de la mise à niveau de notre équipement de contrôle des émissions ou de la modification de notre procédé de traitement, si des modifications imprévues sont apportées aux permis ou encore si les exigences réglementaires sont modifiées. Si ces imprévus survenaient, nous pourrions être assujettis à d'autres mesures d'application de la réglementation, et celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités.

Pour les concessions minières 86 et 17 de l'unité des Sables bitumineux de Suncor, nous sommes tenus de déposer et déposons chaque année auprès du ministère de l'Environnement de l'Alberta une lettre de crédit irrévocable correspondant à 0,03 \$ par baril de pétrole brut produit au 31 décembre 2006 (14 M\$ au 31 décembre 2006) 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 2007 ou en 2006, le montant de la garantie est resté tel quel.

Pour les mines Millénaire, Steepbank et North Steepbank, nous avons déposé des lettres de crédit irrévocables d'environ 227 M\$ auprès du ministère de l'Environnement de l'Alberta, soit une garantie correspondant à l'obligation maximale au titre de la remise en état des terrains pour la période du 1^{er} avril 2007 au 31 mars 2008. Pour plus de renseignements sur nos obligations en matière de remise en état et d'assainissement de l'environnement, prière de se reporter aux sous-rubriques « Gestion des bassins de décantation et de stockage des résidus » de la rubrique « Facteurs de risque influant sur le rendement » et « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations » de la rubrique « Estimations comptables cruciales » de son rapport de gestion.

La province d'Alberta étudie actuellement un nouveau programme de gestion des obligations minières. 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. 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 notre unité RC, 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 d'exploitation et son bénéfice.

Les entreprises de l'unité RC aux États-Unis font l'objet de jugements convenus avec l'Environmental Protection Agency des États-Unis, le 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 RC sous la rubrique « Historique des trois derniers exercices » de 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 d'exploitation et son bénéfice.

En outre, d'éventuelles poursuites contre les sociétés émettrices de gaz à effet de serre en fonction de la relation entre les émissions de tels gaz et les changements climatiques pourraient toucher notre entreprise.

Réglementation gouvernementale. L'industrie pétrolière et gazière au Canada et aux États-Unis, y compris le secteur des sables bitumineux et notre secteur en aval, fonctionne sous le régime des dispositions législatives fédérales, provinciales, étatiques et municipales. Cette industrie est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions telles que le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le revenu), 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 et autres émissions, l'exportation de pétrole brut, de 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 des autorités de réglementation. 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 des autorités de réglementation peuvent être assorties de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Le défaut d'obtenir les approbations des autorités de réglementation ou le défaut de les obtenir au moment opportun à des conditions satisfaisantes pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et des hausses de coûts, qui pourraient tous avoir un effet 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 Premières nations ont revendiqué des titres et droits autochtones à l'égard d'une grande partie de l'Ouest canadien. De plus, des Premières nations ont déposé contre des participants de l'industrie en général des réclamations qui se rapportent en partie à des réclamations territoriales pouvant avoir une incidence sur notre unité du Gaz naturel. Nous sommes incapables d'évaluer l'effet, le cas échéant, que pourraient avoir ces réclamations et d'autres réclamations sur notre unité des Sables bitumineux ou sur d'autres activités.

Redevances à la Couronne de l'Alberta. Les risques suivants pourraient faire en sorte que les frais liés aux redevances soient sensiblement différents de ceux actuellement estimés et avoir une incidence sur les redevances à verser à la Couronne :

- Aux termes du nouveau régime de redevances, le gouvernement a l'intention d'établir une « méthode d'évaluation du bitume » (« MEB ») générique permanente pour déterminer le « R » relatif au bitume. La Couronne consulte actuellement les parties intéressées et des conseillers indépendants et on s'attend à ce qu'elle arrête son choix quant à la méthode à retenir au plus tard le 30 juin 2008, et le choix de la méthode retenue pourrait avoir une incidence sur les redevances à verser à la Couronne.
- Le gouvernement a également annoncé son intention d'évaluer le système, les structures et les ressources soutenant la collecte, la vérification et la divulgation des redevances provinciales et de formuler des recommandations quant aux améliorations qui pourraient leur être apportées. Cette évaluation devrait être terminée au plus tard le 31 mars 2008 et les mesures que prendra le gouvernement par la suite pourraient avoir une incidence sur le calcul des redevances.
- Parmi les autres facteurs susceptibles d'avoir une incidence sur les redevances à verser à la Couronne, on compte notamment les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les volumes de production, les taux de change, les frais d'exploitation et les coûts en capital de chaque projet de sables bitumineux, les modifications apportées par le gouvernement de l'Alberta au régime générique, les modifications apportées à d'autres lois et la survenance d'événements imprévus.

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 des Sables bitumineux. L'usine de l'unité 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 installation de valorisation, ce qui nous donne la souplesse nécessaire pour faire l'entretien périodique de l'usine dans une installation tout en continuant de générer une production et des flux de trésorerie dans l'autre.

Dépendance envers l'unité des Sables bitumineux. Les engagements importants de la Société en matière d'immobilisations visant à faire progresser nos projets d'expansion à l'unité des Sables bitumineux, y compris le projet Voyageur, peuvent exiger que nous renoncions à des occasions d'investissement dans d'autres secteurs de nos activités. L'achèvement de projets visant à accroître la production de l'unité des Sables bitumineux augmentera encore notre dépendance envers le secteur des Sables bitumineux de notre entreprise. C'est ainsi qu'en 2007 les activités de l'unité des Sables bitumineux représentaient environ 87 % (88 % en 2006) de la production en amont, 87 % (89 % en 2006) du bénéfice net et 79 % (84 % en 2006) 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 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 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 2007, le taux de baisse moyen de notre réservoir de gaz naturel se situait autour de 24 % (24 % en 2006). 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'exploitation⁸ ne parviennent pas à produire suffisamment de capital et que les sources externes de financement

⁸ Se reporter aux « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page ix de la présente notice annuelle.

deviennent limitées ou non disponibles, 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 de l'unité GN est tributaire de notre capacité de trouver et de mettre en valeur de façon constante et concurrentielle des réserves de grande 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.

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'autres sociétés 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 de tous les nouveaux projets 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 2010⁹. 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 et le coût des ressources requises pour exploiter l'unité des Sables bitumineux. L'incapacité de transporter les produits de 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 au détail 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 sur le marché se poursuivront. En outre, dans la mesure où notre unité d'exploitation en aval participe aux marchés des nouveaux produits, elle peut être exposée 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 et d'équipement continue de s'accroître. Bien que ces risques ne soient pas propres à l'unité des Sables bitumineux, la demande accrue d'infrastructures à Fort McMurray, en Alberta (par exemple, la demande de maisons, de routes, d'installations médicales 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 de façon sécuritaire 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 « Grands projets ».

⁹ Gouvernement de l'Alberta – *Talk About Oil Sands*.

Contraintes imposées par la capacité pipelinière. Étant donné nos projets d'expansion actuels 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 nos produits de pétrole brut sur le marché, ainsi que notre capacité de produire à plein régime dans notre unité GN.

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 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 vapeur (« DGMV ») pour la récupération in situ de pétrole lourd 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 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 de 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 des autorités de réglementation pour l'agrandissement de la mine Steepbank, dont l'exploitation est 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 des 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/ou des corps de métier contractuels travaillant à nos projets ou exploitations pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise et sa situation financière.

Politiques américaines concernant le pétrole propre. Certains organismes gouvernementaux américains ont récemment annoncé leur intention d'acheter du pétrole et les sous-produits raffinés provenant de sources traditionnelles plutôt que de sables bitumineux, source de pétrole qui, selon eux, est moins écologique. Bien que nous continuions de déployer des efforts afin d'atténuer l'impact de nos activités sur l'air, l'eau et le sol, les marchés pour nos produits pourraient être restreints si ces politiques étaient appliquées à grande échelle.

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 2007, sont tirés de nos états financiers consolidés de 2007. Nos états financiers consolidés de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2007 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 2007.

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Exercices terminés les 31 décembre | | |
|---|------------------------------------|--------|--------|
| | 2007 | 2006 | 2005 |
| Produits..... | 17 933 | 15 829 | 11 129 |
| Bénéfice net..... | 2 832 | 2 971 | 1 158 |
| Par action ordinaire, avant dilution..... | 6,14 | 6,47 | 2,54 |
| Par action ordinaire, après dilution..... | 6,02 | 6,32 | 2,48 |
| Flux de trésorerie provenant de l'exploitation..... | 3 805 | 4 533 | 2 476 |
| Dépenses en immobilisations et frais d'exploration..... | 5 415 | 3 613 | 3 153 |

| (en millions de dollars) | Exercices terminés les 31 décembre | | |
|---|------------------------------------|--------|--------|
| | 2007 | 2006 | 2005 |
| Total de l'actif..... | 24 167 | 18 759 | 15 126 |
| Dette à long terme..... | 3 811 | 2 363 | 2 984 |
| Charges à payer et autres charges ¹⁾ | 1 434 | 1 214 | 1 005 |
| Capitaux propres..... | 11 613 | 8 952 | 5 996 |

Note :

1) Se reporter à la note 8 afférente à nos états financiers consolidés de 2007, 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) | 2007 | % | 2006 | % |
|---|----------------------------|------------|----------------------------|------------|
| Ventes de carburant de transport | 8 056 | 45 | 7 016 | 44 |
| Ventes de brut | 5 124 | 29 | 5 199 | 33 |
| Commercialisation et négociation de l'énergie | 2 883 | 16 | 1 582 | 10 |
| Autres ²⁾ | 1 840 | 10 | 2 019 | 13 |
| Total | <u>17 903¹⁾</u> | <u>100</u> | <u>15 816¹⁾</u> | <u>100</u> |

Notes :

1) Compte non tenu des intérêts créditeurs.

2) Compte tenu des produits nets d'assurance de 436 M\$ en 2006 (néant en en 2007).

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 aux fins de 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 0,08 \$ à 0,10 \$ par action au deuxième trimestre de 2007, et une qui l'a fait passer de 0,06 \$ à 0,08 \$ par action au deuxième trimestre de 2006.

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 | | |
|--|---|-------------|-------------|
| | 2007 | 2006 | 2005 |
| Actions ordinaires | | | |
| Dividendes en espèces | 0,38 \$ | 0,30 \$ | 0,24 \$ |
| Dividendes en actions ordinaires | - | - | - |

RAPPORT DE GESTION

Notre rapport de gestion, daté du 27 février 2008, 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 2007 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, à émettre en séries. Au 31 décembre 2007, un total de 462 782 806 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'y assister, 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 à son porteur. Les porteurs d'actions ordinaires, au gré du conseil d'administration, ont le droit de recevoir les dividendes déclarés et payables sur les actions ordinaires à partir des 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. À la liquidation ou à la dissolution volontaire ou forcée de Suncor ou à une autre distribution de nos actifs à nos actionnaires aux fins de la liquidation de nos affaires, les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir leur quote-part de cette distribution, sous réserve des droits prioritaires des porteurs d'actions privilégiées de toute série ou de toute autre catégorie ayant priorité de rang par rapport aux actions ordinaires. Les actions ordinaires ne comportent aucun droit préférentiel de souscription ou droit de conversion et elles ne sont pas rachetables au gré de l'émetteur. Toutes les actions ordinaires actuellement en circulation et qui le seront à la levée des options en cours de validité sont ou seront entièrement libérées et non susceptibles d'appel.

Notes

Nos titres d'emprunt à long terme ont reçu la note A (bas) sous examen de Dominion Bond Rating Service Limited, A3 tendance stable de Moody's Investor Services, Inc. et A- tendance stable de Standard & Poor's Rating Services, division de The McGraw-Hill Companies, Inc.

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 vient au troisième rang 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 à un degré moindre que pour les 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 vient au troisième rang 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 vient au troisième rang 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 vient au troisième rang des dix catégories et est attribuée aux titres d'emprunt ayant une qualité de crédit satisfaisante. La force et la perspective globales des principaux ratios de liquidité, d'endettement et de rentabilité ne sont pas aussi favorables que pour les catégories de notation plus élevées, mais elles demeurent convenables, et tous les facteurs négatifs existants 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 cours 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.

Cours extrêmes des actions ordinaires et volume des opérations sur celles-ci

| Bourse de Toronto 2007 | Cours extrêmes (\$ CA) | | Volume des opérations (en milliers) |
|---------------------------|------------------------|-------|--|
| | Haut | Bas | |
| Janvier | 92,85 | 81,50 | 43 938 |
| Février | 88,65 | 82,29 | 30 930 |
| Mars | 90,00 | 79,66 | 34 616 |
| Avril | 94,20 | 87,58 | 27 825 |
| Mai | 96,81 | 88,39 | 29 160 |
| Juin | 99,70 | 91,10 | 30 799 |
| Juillet | 100,67 | 93,23 | 31 184 |
| Août | 97,74 | 88,72 | 31 945 |
| Septembre | 101,55 | 92,14 | 36 572 |
| Octobre | 104,15 | 91,25 | 42 114 |
| Novembre | 108,00 | 94,59 | 33 919 |
| Décembre | 109,47 | 94,89 | 24 200 |

**New York Stock Exchange
2007**

| | Cours extrêmes (\$ US) | | Volume des opérations (en milliers) |
|-----------|------------------------|-------|--|
| | Haut | Bas | |
| Janvier | 77,35 | 69,39 | 43 617 |
| Février | 75,37 | 70,25 | 25 738 |
| Mars | 77,79 | 67,78 | 26 717 |
| Avril | 82,89 | 75,71 | 22 857 |
| Mai | 89,43 | 79,81 | 25 577 |
| Juin | 93,52 | 85,59 | 21 554 |
| Juillet | 96,41 | 87,45 | 22 516 |
| Août | 92,44 | 82,37 | 21 372 |
| Septembre | 100,11 | 88,83 | 20 197 |
| Octobre | 109,49 | 91,40 | 24 598 |
| Novembre | 117,98 | 94,56 | 20 548 |
| Décembre | 111,31 | 94,70 | 13 011 |

ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS

Administrateurs

Le tableau qui suit présente les administrateurs de Suncor.

| Nom et lieu de résidence | Durée du mandat et indépendance | Occupations principales au cours des cinq dernières années |
|--|---|--|
| Mel E. Benson ⁽³⁾⁽⁴⁾ Calgary (Alberta) | Administrateur depuis 2000 Indépendant | Mel Benson est président de Mel E. Benson Management Services Inc., cabinet international d'experts-conseils en gestion établi à Calgary (Alberta). En 2000, M. Benson a pris sa retraite d'une importante société pétrolière internationale. Il est associé chez Kanetax Energy Inc. et Tenax Energy Inc. et administrateur de Winalta Homes Inc. M. Benson est membre actif de plusieurs organismes caritatifs, dont Hull Family Services et la Canadian Aboriginal Professional Association. Il est aussi membre du Conseil des gouverneurs du Northern Alberta Institute of Technology et du Conseil national de développement économique des Autochtones. |
| Brian A. Canfield ⁽¹⁾⁽²⁾ Point Roberts, Washington | Administrateur depuis 1995 Indépendant | Brian Canfield est président du conseil d'administration de TELUS Corporation, société de télécommunications. Il est aussi administrateur et président du comité de la gouvernance du Conseil canadien sur la reddition de comptes. M. Canfield est membre de l'Ordre du Canada et de l'Order of British Columbia et fellow de l'Institut des administrateurs de sociétés. |
| Bryan P. Davies ⁽³⁾⁽⁴⁾ Toronto (Ontario) | Administrateur de 1991 à 1996 ainsi que depuis 2000 Indépendant | Bryan Davies est président du conseil d'administration de la Société d'assurance-dépôts du Canada. Il est également administrateur de l'Agence statistique d'assurance générale et il a été surintendant de la Commission des services financiers de l'Ontario. Auparavant, il était premier vice-président, Affaires réglementaires du Groupe financier Banque Royale. En outre, M. Davies participe activement à bon nombre d'organismes caritatifs sans but lucratif. |
| Brian A. Felesky ⁽¹⁾⁽⁴⁾ Calgary (Alberta) | Administrateur depuis 2002 Indépendant | Brian Felesky est avocat-conseil du cabinet d'avocats Felesky Flynn LLP de Calgary (Alberta). M. Felesky est également administrateur siégeant au conseil et président du comité de vérification de Société en commandite Epcor Power. Il est aussi membre du conseil de Precision Drilling Trust et de Resin Systems Inc. M. Felesky participe activement à des organismes caritatifs et sans but lucratif. Il est coprésident de Homefront on Domestic Violence, vice-président de la Canada West Foundation, membre du sénat du Athol Murray College of Notre Dame ainsi que membre du conseil d'administration de la Calgary Stampede Foundation. M. Felesky est conseil de la reine et membre de l'Ordre du Canada. |

| Nom et lieu de résidence | Durée du mandat et indépendance | Occupations principales au cours des cinq dernières années |
|--|--|--|
| John T. Ferguson ⁽²⁾⁽³⁾ Edmonton (Alberta) | Administrateur depuis 1995 Indépendant | John Ferguson est fondateur et président du conseil d'administration de Développement Princeton Ltée et de Princeton Ventures Ltd. M. Ferguson est également administrateur de Fountain Tire Ltd., de la Banque Royale du Canada et de Strategy Summit Ltd. De plus, il est administrateur de l'Institut C.D. Howe, de l'Alberta Bone and Joint Institute, membre conseiller de l'Institut canadien de recherches avancées ainsi que chancelier émérite et président émérite du conseil d'administration de la University of Alberta. M. Ferguson est également fellow de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta. |
| W. Douglas Ford ⁽¹⁾⁽²⁾ Bonita Springs, Floride | Administrateur depuis 2004 Indépendant | W. Douglas Ford a été chef de la direction, Raffinage et marketing pour BP p.l.c. de 1998 à 2002 et était en charge du raffinage, du marketing et du réseau de transport de la société ainsi que des activités liées aux carburants d'avion, aux activités maritimes et à l'expédition par BP. M. Ford est actuellement administrateur d'USG Corporation et d'Air Products and Chemicals, Inc. Il est aussi membre du conseil d'administration de la University of Notre Dame. |
| Richard L. George Calgary (Alberta) | Administrateur depuis 1991 Non indépendant, cadre | Richard George est président et chef de la direction de Suncor Énergie Inc. M. George est également administrateur de la société américaine de forage en mer et sur terre Transocean. En 2006, il a été nommé au Conseil nord américain de la compétitivité. En 2007, il est devenu membre du comité de Calgary pour mettre fin à l'itinérance et il est actuellement président de la Conférence canadienne du Gouverneur général sur le leadership de 2008. M. George a été nommé membre de l'Ordre du Canada en 2007. |
| John R. Huff ⁽²⁾⁽³⁾ Houston, Texas | Administrateur depuis 1998 Indépendant | John Huff est président du conseil d'administration d'Oceaneering International Inc., société de services aux producteurs pétroliers. M. Huff est également administrateur de BJ Services Company, de KBR et de Rowan Companies Inc. En outre, il est membre du National Petroleum Council, du Museum of Natural Science de Houston et du St. Luke's Episcopal Hospital System à Houston. |
| M. Ann McCaig ⁽³⁾⁽⁴⁾ Calgary (Alberta) | Administratrice depuis 1995 Indépendante | Ann McCaig participe activement à des œuvres caritatives et à des activités communautaires. Elle est une ancienne coprésidente de l'Alberta Children's Hospital Foundation qui a amassé 52 millions de dollars pour une nouvelle installation pédiatrique ultramoderne à Calgary. Elle est actuellement présidente du conseil de l'Alberta Adolescent Recovery Centre, fiduciaire au Killam Estate, présidente du Calgary Health Trust, administratrice de la Calgary Stampede Foundation et présidente honoraire du Alberta Bone and Joint Institute. Elle est également chancelière émérite de la University of Calgary et membre de l'Ordre du Canada. |
| Michael W. O'Brien ⁽¹⁾⁽²⁾ Canmore (Alberta) | Administrateur depuis 2002 Indépendant | Michael O'Brien a été vice-président directeur, Expansion de la Société, et chef des finances de Suncor Énergie Inc. avant de prendre sa retraite en 2002. M. O'Brien siège au conseil d'administration de Shaw Communications Inc. et agit à titre de conseiller de CRA International. Il a aussi été président du conseil d'administration de Conservation de la nature Canada, de l'Institut canadien des produits pétroliers et de Canada's Voluntary Challenge for Global Climate Change. |
| Eira M. Thomas ⁽¹⁾⁽⁴⁾ West Vancouver (Colombie-Britannique) | Administratrice depuis 2006 Indépendante | Eira Thomas est chef de la direction de Stornoway Diamond Corporation, société d'exploration minière, depuis juillet 2003. Auparavant, M ^{me} Thomas a été présidente de Navigator Exploration Corporation et chef de la direction de Stornoway Ventures Ltd. Elle est également administratrice de Strongbow Exploration Inc. et de Fortress Minerals Corp. En outre, M ^{me} Thomas est administratrice de l'Association des anciens de la University of Toronto, du conseil consultatif Lassonde de la University of Toronto, de la Prospectors and Developers Association of Canada et de la Northwest Territories and Nunavut Chamber of Mines. Elle est aussi membre du conseil consultatif interne du président de la University of Toronto. |

(1) Comité de vérification

(2) Comité de la politique du conseil, de la révision de la stratégie et de la gouvernance d'entreprise

(3) Comité des ressources humaines et de la rémunération

(4) Comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité

Hauts dirigeants

Le tableau qui suit présente les hauts dirigeants de Suncor.

| Nom et lieu de résidence | Fonction ⁽¹⁾⁽²⁾ |
|--|---|
| J. KENNETH ALLEY Calgary (Alberta) | Premier vice-président et chef des finances |
| MIKE M. ASHAR Calgary (Alberta) | Vice-président directeur, Croissance stratégique et commerce de l'énergie |
| KIRK BAILEY Fort McMurray, Alberta | Vice-président directeur, Sables bitumineux |
| 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, Raffinage et commercialisation |
| JAY THORNTON Calgary (Alberta) | Premier vice-président, Intégration des entreprises |
| STEVEN W. WILLIAMS Calgary (Alberta) | Chef de l'exploitation |

Notes :

- (1) Les fonctions indiquées correspondent aux postes occupés par les dirigeants relativement aux unités commerciales de Suncor Énergie Inc. et de ses filiales. Du point de vue de l'entité juridique, M. Ashar et M. Riley sont président de Suncor Energy Marketing Inc. et de Produits Suncor Énergie Inc., respectivement, qui sont toutes deux des filiales en aval de Suncor situées au Canada, et M. Nabholz, M^{me} Lee et M. Thornton sont dirigeants de Suncor Energy Services Inc., qui fournit des services de gestion de principaux projets, de ressources humaines et de communication, d'intégration des entreprises et d'autres services partagés au groupe d'entreprises de Suncor.
- (2) Ces renseignements reflètent les fonctions qu'occupaient les dirigeants au 31 décembre 2007.

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.

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

Renseignements supplémentaires sur les administrateurs et les hauts 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 exercé ni n'exerce la fonction d'administrateur ou de dirigeant auprès d'un autre émetteur qui :
 - a) soit a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou encore d'une ordonnance lui refusant le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation canadienne en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
 - b) soit a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou encore d'une ordonnance lui refusant le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs, après que la personne a cessé d'exercer la fonction, mais 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, a fait l'objet ou a été à l'origine d'une poursuite, d'un concordat ou d'un arrangement entre émetteur et créanciers, ou encore a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite 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 aucun 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 et 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 fait l'objet ni n'a été à l'origine d'une poursuite, d'un concordat ou d'un arrangement entre émetteur et créanciers, et enfin, 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 ayant des liens avec nous.

HONORAIRES VERSÉS AUX VÉRIFICATEURS

Honoraires versés aux vérificateurs

Les honoraires payables à PricewaterhouseCoopers s.r.l. en 2006 et 2007 sont décrits ci-dessous.

| (\$) | 2007 | 2006 ⁽¹⁾ |
|---|-----------|---------------------|
| Honoraires de vérification | 1 440 000 | 1 719 000 |
| Honoraires pour services liés à la vérification | 448 000 | 295 000 |
| Honoraires pour services fiscaux | 2 000 | — |
| Autres honoraires | — | 3 000 |
| Total | 1 890 000 | 2 017 000 |

(1) Certaines données comparatives de périodes antérieures ont été reclassées conformément à la présentation adoptée pour la période en cours.

La nature de chaque catégorie d'honoraires est décrite ci-dessous.

Honoraires de vérification

Des honoraires de vérification ont été payés pour les services professionnels rendus par les vérificateurs pour la vérification des états financiers annuels de Suncor ou pour les services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions réglementaires et prévus par la loi.

Honoraires pour services liés à la vérification

Des honoraires pour services liés à la vérification ont été payés pour les services professionnels rendus par les vérificateurs dans le cadre de la préparation de rapports sur des procédures particulières qui touchaient des vérifications de coentreprise, des services d'attestation non exigés par la loi ou la réglementation et la cotisation exigée par le Conseil canadien sur la reddition de comptes.

Honoraires pour services fiscaux

Des honoraires pour services fiscaux ont été payés relativement à la planification, aux conseils et à l'observation des règles en matière de fiscalité internationale.

Autres honoraires

Les honoraires indiqués sous « Autres honoraires » ont été payés pour des abonnements à des outils fournis et soutenus par les vérificateurs.

Aucun des services décrits aux sous-rubriques « Honoraires pour services liés à la vérification », « Honoraires pour services fiscaux » et « Autres honoraires » n'a été approuvé par le comité de vérification conformément à l'alinéa (c)(7)(i)(C) de la Rule 2-01 du Regulation S-X.

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.

Règles du comité de vérification

Les règles du comité de vérification sont reproduites à l'annexe B de la présente notice annuelle.

Composition du comité de vérification

Le comité de vérification est composé de MM. Canfield (président), Felesky, Ford et O'Brien et de Mme Thomas. Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières. La formation et l'expertise de chaque membre sont décrites à la rubrique « Administrateurs et hauts dirigeants ».

Aux fins de la nomination au comité de vérification et en plus de satisfaire aux exigences relatives à l'indépendance, tous les administrateurs qui sont nommés au comité de vérification doivent répondre aux critères en matière de compétences financières de l'avis du conseil d'administration. De plus, au moins un administrateur ainsi désigné doit satisfaire au critère d'expert financier de l'avis du conseil d'administration. L'expert financier désigné siégeant au comité de vérification est Micheal W. O'Brien.

Compétences financières

Les compétences financières peuvent généralement être définies comme la capacité de lire et de comprendre un bilan, un état des résultats et un état des flux de trésorerie. Lorsqu'il évalue le niveau de compétences financières d'un candidat éventuel, le conseil d'administration doit évaluer l'ensemble de la formation et de l'expérience de la personne, y compris :

- le niveau de formation comptable ou financière de la personne, y compris si elle a un diplôme d'études supérieures en finance ou en comptabilité;
- si la personne est comptable de profession ou l'équivalent, en règle, et la durée durant laquelle elle a été activement comptable de profession ou l'équivalent;
- s'il est attesté ou par ailleurs reconnu que cette personne a de l'expérience en comptabilité ou en finance auprès d'un organisme privé reconnu qui établit et administre des normes à l'égard de cette expertise, si cette personne est en règle avec l'organisme privé reconnu et la durée depuis laquelle cette expertise est attestée ou reconnue;
- si la personne a été cadre financier principal, contrôleur ou agent comptable principal pour une société qui, au moment où la personne occupait cette fonction, devait déposer des rapports aux termes des lois sur les valeurs mobilières et, le cas échéant, pendant combien de temps;
- les responsabilités particulières de la personne lorsqu'elle était expert-comptable, vérificateur, cadre financier principal, contrôleur, agent comptable principal ou occupait un poste demandant l'exécution de fonctions similaires;
- le niveau de connaissance et d'expérience de la personne quant aux lois et règlements applicables à la préparation des états financiers qui doivent être inclus dans les rapports déposés aux termes des lois sur les valeurs mobilières;

- le niveau d'expérience directe de la personne quant à la révision, la préparation, la vérification ou l'analyse des états financiers à inclure dans les rapports déposés aux termes de dispositions des lois sur les valeurs mobilières;
- le fait que cette personne ait été ou qu'elle soit actuellement membre d'un ou de plusieurs comités de vérification de sociétés qui, au moment où la personne était membre, devaient déposer des rapports aux termes des dispositions des lois sur les valeurs mobilières;
- le niveau de connaissance et l'expérience de la personne quant à l'utilisation et à l'analyse d'états financiers de sociétés ouvertes;
- si la personne a d'autres compétences ou expériences pertinentes qui l'aideraient à comprendre et à évaluer les états financiers et d'autres informations financières de la Société et à vérifier de façon avertie si :
 - les états financiers présentent fidèlement la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société conformément aux principes comptables généralement reconnus;
 - les états financiers et d'autres informations financières, prises collectivement, présentent fidèlement la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société.

Expert financier du comité de vérification

Un « expert financier du comité de vérification » s'entend d'une personne qui, de l'avis du conseil d'administration de la Société :

- a. comprend les principes comptables généralement reconnus du Canada et les états financiers;
- b. est habile à évaluer la portée générale de ces principes dans le cadre de la comptabilisation des estimations, des comptes de régularisation et des réserves;
- c. a de l'expérience dans la préparation, la vérification, l'analyse ou l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une envergure et d'un degré de complexité généralement comparables à ceux de Suncor ou qui a de l'expérience dans la supervision active d'une ou de plusieurs personnes qui pratiquent ces activités;
- d. comprend les contrôles et procédures internes relatifs à l'information financière;
- e. comprend les fonctions du comité de vérification.

La personne doit avoir acquis les aptitudes mentionnées aux points a) à e) inclusivement sous la forme :

- a. de formation et d'expérience à titre de cadre financier principal, d'agent comptable principal, de contrôleur, d'expert comptable ou de vérificateur ou d'expérience dans un ou plusieurs postes qui nécessitent l'exécution de fonctions similaires;
- b. d'expérience de supervision active d'un cadre financier principal, d'un agent comptable principal, d'un contrôleur, d'un expert comptable, d'un vérificateur ou d'une personne exécutant des fonctions similaires;

- c. d'expérience de supervision ou d'évaluation de sociétés ou d'experts comptables quant à la préparation, à la vérification ou à l'évaluation d'états financiers;
- d. d'une autre expérience pertinente.

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 2007 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix constants établies à un moment donné, soit le 31 décembre 2007, 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 2007;
- 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 2007 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 des ACVM n° 51-315.

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 le Financial Accounting Standards Board des États-Unis, 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 ce qui suit :

- les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz naturel brutes et nettes, calculées à l'aide de prix et de coûts prévisionnels pour chacune des réserves prouvées exploitées mises en valeur, des réserves prouvées non exploitées mises en valeur, des réserves prouvées non mises en valeur, des réserves prouvées (au total), des réserves probables (au total) et des réserves prouvées et probables (au total);
- les produits d'exploitation nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées ci-dessus, estimés à l'aide de prix et de coûts prévisionnels, avant et après déduction des charges fiscales

futures, calculés sans utiliser un taux d'actualisation et 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 2007.

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 et n'y est pas intégrée par renvoi.

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 les comités de vérification et l'indépendance 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 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 par ailleurs 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 réglementaire ou administrative. 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 ci-après, 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 aux présentes ou lorsque le conseil d'administration lui en délègue expressément l'autorité et dans la mesure de la 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. Vérifier 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 de même qu'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 de même que 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 d'une autorité gouvernementale ou professionnelle menée sur le vérificateur externe, en expliquant les mesures prises par le cabinet pour régler ces questions.
11. Examiner et approuver la nomination ou la fin du mandat du directeur, vérification interne, et examiner annuellement un sommaire 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 de même que les réponses de la direction et enquêter sur tout désaccord entre la direction et les vérificateurs externes ou sur 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 de pétroles et de gaz

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, les opérations sur marchandises et des questions connexes. Surveiller le modèle de gouvernance sur la gestion des risques du conseil au moyen d'examen 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 2007 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants établies à un moment donné, soit le 31 décembre 2007, 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 2007;
- 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 de Firebag, estimées au 31 décembre 2007 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 des ACVM n° 51-315.

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
Président du conseil d'administration

« BRIAN A. CANFIELD »

BRIAN A. CANFIELD
Président du comité de vérification

Le 3 mars 2008

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 2007. 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 2007 à l'aide d'hypothèses de coûts et de prix en dollars constants établies à un moment donné, soit le 31 décembre 2007, 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 2007 et les quantités de réserves prouvées et probables de pétrole relativement aux concessions in situ de Firebag, estimées au 31 décembre 2007 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 2007 :

| | | 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 |
| 11 février 2008 | Canada | 1 108 M\$ (94 %) | 75 M\$ (6 %) | 1 183 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 quant à l'exercice terminé le 31 décembre 2007 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. Laustsen, ingénieur
Vice-président exécutif

Calgary (Alberta) Canada
le 3 mars 2008