

SUNCOR ÉNERGIE INC.

NOTICE ANNUELLE

Le 2 mars 2009

NOTICE ANNUELLE

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	i
GLOSSAIRE	1
TABLE DE CONVERSION.....	5
MONNAIE.....	5
ÉNONCÉS PROSPECTIFS	5
MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR.....	6
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	7
Dénomination et constitution	7
Liens intersociétés.....	7
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	9
Survol	9
Historique des trois derniers exercices	10
DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ENTREPRISE	15
Sables bitumineux	15
Gaz naturel	19
Raffinage et commercialisation	21
RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	29
Date du relevé	29
Données relatives aux réserves.....	29
Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels).....	30
Variation des réserves.....	37
Autre information concernant les données relatives aux réserves	37
Autre information concernant le pétrole et le gaz	39
SITUATION DANS LE SECTEUR	43
FACTEURS DE RISQUE	51
DIVIDENDES	65
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	65
Description générale de la structure du capital	65
Notes	66
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DE NOS TITRES.....	68
Variation du cours et volume de négociation des actions ordinaires.....	68
Ventes antérieures	68
ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS.....	69
Administrateurs	69
Hauts dirigeants	72
Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions	73
Conflits d'intérêts.....	73
EMPLOYÉS DE SUNCOR.....	73
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION.....	74
Règles du comité de vérification	74
Composition du comité de vérification	74
Compétences financières.....	75
Expert financier du comité de vérification	76
Politique du comité de vérification sur l'approbation préalable des services non liés à la vérification ..	77
Honoraires versés aux vérificateurs	77
POURSUITES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION.....	78
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	78
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES.....	78

CONTRATS IMPORTANTS.....	78
INTÉRÊTS DES EXPERTS	79
INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT AUX EXIGENCES DE LA BOURSE DE NEW YORK...	79
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	79
ANNEXE A - SUNCOR ÉNERGIE INC. POLITIQUE ET PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE DES SERVICES DE VÉRIFICATION ET DES SERVICES NON LIÉS À LA VÉRIFICATION.....	A-1
ANNEXE B - RÈGLES DU COMITÉ DE VÉRIFICATION	B-1
ANNEXE C - ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ.....	C-1
ANNEXE D - ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT	D-1

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

Dans le domaine des sables bitumineux, « approvisionnement » désigne généralement le bitume brut requis pour la production de pétrole brut synthétique. Dans le secteur d'aval, il désigne les 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, composé surtout de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, 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.

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.

Liquides de gaz naturel

Éléments d'hydrocarbures sous forme liquide qui peuvent être récupérés du gaz naturel, y compris l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes et homologues supérieurs, le condensat et de petites quantités de non-hydrocarbures.

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.

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

Mélange d'hydrocarbures issu de la valorisation de bitume brut provenant de sables bitumineux; il peut contenir du soufre et d'autres composés ne contenant pas d'hydrocarbures et présente une grande similitude avec le pétrole brut. Le pétrole brut synthétique acide est récupéré des sables bitumineux, n'a besoin que d'une valorisation partielle et contient plus de soufre que le pétrole brut synthétique peu sulfureux. Le pétrole brut synthétique peu sulfureux est récupéré des sables bitumineux et consiste en un mélange d'hydrocarbures issus du craquage thermique et de la purification du bitume.

Puits

Puits de développement

Puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou tout près du bord d'un réservoir, à la profondeur d'un horizon stratigraphique que l'on sait productif.

Puits d'exploration

Forage exécuté dans un territoire dépourvu de 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 25 février 2009 joint aux états financiers consolidés vérifiés, aux notes et au rapport des vérificateurs, au 31 décembre 2008 et pour la période de trois exercices terminée à cette date.

Réservoir

Formation rocheuse souterraine poreuse et perméable qui renferme un gisement distinct de pétrole emprisonné par des barrières de roche ou d'eau imperméables et qui est caractérisée par un système de pression unique.

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.

Utilisation

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

Certains autres termes employés dans la présente notice annuelle sans y être définis sont définis dans le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement 51-101 ») et, sauf si le contexte exige une interprétation différente, ils ont dans les présentes le sens qui leur est attribué dans ce règlement.

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) Selon 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 produits de base, 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 », « à l'intention de », « peut », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « axer », « 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 sous-entendus 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 : l'instabilité des marchés, qui influe sur le pouvoir de Suncor d'emprunter sur les marchés du capital d'emprunt à des taux acceptables; la disponibilité du bitume provenant de tiers, la réussite de nos stratégies de couverture; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie souhaitable; les modifications à la conjoncture générale de l'économie, des marchés et du commerce; les variations de l'offre et de la demande de nos produits; les variations des prix des produits de base, des taux d'intérêt 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 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 de 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 des conséquences non intentionnelles du projet de nouveau régime de 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 à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et dans notre rapport de gestion. 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 de nos états financiers consolidés de 2008 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, au 31 décembre 2008 et pour la période de trois exercices terminée à cette date.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans la présente notice annuelle 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 ainsi que le rendement des capitaux engagés (le « RCE »). Ces mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de définition standard et, par conséquent, il est peu probable qu'elles puissent être comparées à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Nous incluons les flux de trésorerie liés à l'exploitation (en dollars et par action), l'encaisse et le total des charges d'exploitation par baril ainsi que le RCE étant donné que les investisseurs peuvent utiliser ces renseignements afin d'analyser le rendement en matière d'exploitation, l'effet de levier et la liquidité. Ces renseignements supplémentaires ne peuvent être considérés isolément et ne constituent pas un substitut du rendement mesuré selon les PCGR du Canada.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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, en mai 2002 et en mai 2008, 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.

Liens 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 Énergie 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 Énergie 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.

Produits Suncor Énergie 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 des produits pétroliers à sa raffinerie de Sarnia, en Ontario. Les produits raffinés et les produits pétrochimiques sont commercialisés 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 Produits Suncor Énergie 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 et en gaz naturel pour nos entreprises en aval. Cette filiale commercialise certains volumes de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de soufre et de brut produits par notre unité du gaz naturel et achetés auprès de celle-ci. Suncor Energy

Marketing Inc. 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 Énergie 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 les propriétaires exclusifs 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 des produits pétroliers et pétrochimiques. Nous commercialisons aussi à l'occasion les 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 produits de base que nous produisons.

Nous comptons trois principales unités d'exploitation.

Notre unité des sables bitumineux, située près de Fort McMurray, en Alberta, produit du bitume récupéré des sables bitumineux par exploitation minière et par une technologie 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 principalement dans l'ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique et acquiert, met en valeur et produit le gaz naturel, les liquides de gaz naturel, le pétrole et les sous-produits du pétrole qu'elle tire de réserves qui y sont situées. La vente de la production de gaz naturel compense le prix du gaz naturel acheté à des fins de consommation interne à l'unité des sables bitumineux.

Notre unité de raffinage et de commercialisation raffine du pétrole brut aux raffineries de Suncor situées à Sarnia, en Ontario, et à Commerce City, au Colorado, le transforme en une vaste gamme de produits pétroliers et pétrochimiques et produit de l'éthanol à notre usine de St. Clair, en Ontario, qui est destiné à être mélangé aux carburants. Ces produits sont ensuite vendus à des clients industriels, commerciaux et de détail situés principalement en Ontario 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 vente de l'énergie de tiers par l'entremise de cette unité. L'unité de raffinage et de commercialisation exerce également des activités de commercialisation et de vente d'énergie par l'entremise de tiers et fournit des services de commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel, des produits raffinés et des sous-produits provenant de l'unité des sables bitumineux et de l'unité du gaz naturel.

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 et éliminations » de Suncor. Cela comprend l'activité de notre entité d'autoassurance ainsi que des investissements dans le secteur de l'énergie éolienne.

En 2008, nous avons produit environ 264 700 bep par jour, soit 228 000 barils par jour (« b/j ») de pétrole brut provenant de notre exploitation des sables bitumineux et 220 millions de pieds cubes équivalents par jour (« Mpi³e/j ») de gaz naturel et de liquides provenant de notre unité du gaz naturel. En 2007, période la plus récente pour laquelle nous comptons des résultats publiés, nous étions le premier producteur en importance de pétrole brut et de liquides de gaz naturel au pays (nous avons assuré environ 9 %¹ de la production canadienne de pétrole brut en 2007) et le seizième producteur de gaz naturel en importance au Canada².

En 2008, notre unité de raffinage et de commercialisation a vendu environ 198 100 b/j ou 31 500 m³ par jour de produits raffinés, principalement en Ontario et au Colorado, mais également dans d'autres régions des États-Unis et d'Europe.

Historique des trois derniers exercices

Sables bitumineux (l'« unité des sables bitumineux »)

Au cours des trois derniers exercices, nous avons poursuivi notre stratégie de croissance à plusieurs étapes afin d'accroître la capacité de production. 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 :

- 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 notre option aux termes de la convention relative aux redevances que nous avons conclue avec le gouvernement de l'Alberta en vue de soumettre nos activités d'exploitation des sables 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. En janvier 2008, nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta la convention modifiant les redevances payables par Suncor (la « convention modifiant les redevances »), qui modifie les taux du nouveau régime de redevances (le « nouveau régime de redevances ») récemment adopté par le gouvernement de l'Alberta qui, sans cette convention, s'appliqueraient à nos activités minières de base. Aux termes de la convention modifiant les redevances, nous aurions payé, avant le 1^{er} janvier 2010, une redevance à l'égard de nos activités de base au taux de 25 % de la différence entre les produits d'exploitation bruts annuels d'un projet, déduction faite des frais de transport admissibles connexes (R), déduction faite des frais admissibles (C), y compris les dépenses en immobilisations admissibles (la « redevance R-C »), sous réserve d'une redevance minimale de 1 % de R. En outre, la convention modifiant les redevances confère à Suncor une certaine certitude à l'égard de diverses questions, y compris la méthode d'évaluation du bitume, les frais admissibles, les redevances en nature et certains impôts et taxes. Dans le cadre du nouveau régime de redevances adopté en décembre 2008, le taux de la redevance sera établi selon une échelle mobile allant de 25 % à 40 % de R-C, sous réserve d'une redevance minimale allant de 1 % à 9 % selon le prix du pétrole. Dans les deux cas, la redevance établie selon une échelle mobile augmente simultanément à l'augmentation du prix WTI entre

¹ « 2008 Canadian Crude Oil Forecast and Market Outlook » – Annexe B.1.

² *Oilweek* – juillet 2008, « Top 100 Oil and Gas Producers ».

55 \$ CA/b et 120 \$ CA/b, ce qui correspond au taux maximal. De 2010 à 2015, les taux de redevances applicables à nos activités minières de base sont ceux indiqués dans le nouveau régime de redevances, avec un plafond de 30 % de R-C et une redevance minimale allant de 1,0 % à 1,2 % de R. À compter de 2016, les taux de redevances applicables à la totalité de nos activités d'exploitation des sables bitumineux (notre projet minier de base et notre projet in situ Firebag) seront les taux prescrits dans le nouveau régime de redevances, à moins que celui-ci ne soit modifié ou remplacé d'ici là.

- 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. À partir du moment où ce projet sera en exploitation, le bitume produit 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.
- Unité de cokéfaction – Un agrandissement de 2,3 G\$ de l'une de nos deux installations de valorisation des sables bitumineux s'est achevé en 2008. Ce nouveau groupe d'unités de cokéfaction a été conçu pour accroître de 90 000 b/j la capacité nominale, qui totalisera 350 000 b/j. En 2009, une production de 300 000 b/j (plus 5 %/-10 %) est visée.
- Exigences réglementaires
 - En septembre 2007, l'importante quantité d'émissions à nos exploitations in situ Firebag a mené à des ordonnances par le ministère de l'Environnement de l'Alberta et par l'Alberta Energy and Utilities Board qui ont limité la production. La limite de production a été levée le 22 juillet 2008 après que Suncor a démontré qu'elle était en mesure de se conformer aux restrictions relatives aux émissions.
 - En décembre 2007, l'importante quantité d'émissions à notre usine de base a mené à 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 nos procédés et mettons en œuvre un programme de surveillance plus élaboré.
- Progrès des projets d'expansion – Au 31 décembre 2008, Suncor avait consacré environ 7,0 G\$ sur les 20,6 G\$ qu'elle entend consacrer à sa stratégie de croissance Voyageur (qui comporte une somme de 11,6 G\$ destinée à la construction d'une troisième installation de valorisation et une somme de 9,0 G\$ destinée à l'accroissement de l'approvisionnement en bitume de son installation in situ Firebag), qui prévoit l'agrandissement de ses installations in situ de Firebag et la construction d'une troisième installation de valorisation. Les autres travaux en cours comprennent la construction d'une unité de naphta conçue pour améliorer le mélange des produits (qui était achevée à 60 % le 31 décembre 2008), l'usine de soufre de Firebag conçue pour soutenir notre

plan de réduction des émissions (qui était achevée à 55 % le 31 décembre 2008) et l'usine d'extraction de Steepbank, dont on prévoit qu'elle améliorera le rendement de l'exploitation (qui était achevée à 70 % le 31 décembre 2008). Le 20 janvier 2009, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un budget d'immobilisations révisé, qui reportait les projets de croissance de la Société à la lumière de la conjoncture actuelle du marché. Suncor prévoit toutefois achever l'usine d'extraction Steepbank et l'usine de soufre Firebag; tous les autres projets de croissance seront mis en veille jusqu'à ce que la conjoncture du marché s'améliore. Pour obtenir de plus amples renseignements sur nos projets d'investissement importants, prière de se reporter à la page 12 de la version anglaise de notre rapport de gestion.

Les changements suivants à notre unité des sables bitumineux sont survenus ou devraient survenir en 2009 :

- Convention conclue avec Petro-Canada – Le 1^{er} janvier 2009, du bitume supplémentaire a commencé à approvisionner l'installation de valorisation des sables bitumineux élargie aux termes d'une convention de traitement intervenue entre Suncor et Petro-Canada. Aux termes de la convention, nous traiterons en moyenne 27 000 b/j de bitume provenant de Petro-Canada selon le principe de la rémunération des services. Petro-Canada demeure propriétaire du bitume, qui est transformé en pétrole brut acide à raison d'environ 22 000 b/j. De plus, Suncor a convenu de vendre à Petro-Canada 26 000 b/j 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.
- Usine d'extraction Steepbank et usine de soufre Firebag – Nous prévoyons l'achèvement de l'usine d'extraction Steepbank et de l'usine de soufre Firebag pour 2009.

Les facteurs importants dont nous avons tenu compte afin de prévoir les dates d'achèvement et d'estimer les coûts sont les projets de dépenses en immobilisations actuels, l'état actuel de l'approvisionnement, les étapes de la conception et de l'ingénierie des projets, les mises à jour de tierces parties sur la prestation des services et la livraison des biens associés aux projets et les estimations des équipes des grands projets relatives à l'achèvement des étapes futures du projet. Nous avons présumé que les tierces parties respecteront leurs engagements et qu'aucun retard important ni aucune augmentation importante des frais liés aux facteurs de risque dont il est question ci-dessus n'aura lieu. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques, les incertitudes et les autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent des résultats prévus, prière de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Grands projets » de la présente notice annuelle.

Gaz naturel

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 :

- 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\$.

- Aliénation de l'actif non essentiel – En mai 2008, nous nous sommes départis de propriétés Arctic, dont nous avons tiré un produit de 24 M\$.
- Permis d'exploitation en mer – En septembre 2008, Suncor, en collaboration avec un partenaire, a remporté un appel d'offres à l'égard d'une importante parcelle en mer située dans la zone maritime de Terre-Neuve-et-Labrador. Cette parcelle est adjacente et complémentaire à une propriété située dans la zone Bjarni et offre à Suncor la possibilité d'accroître ses activités éventuelles futures d'exploitation du gaz naturel à long terme. Le permis d'exploration exige que, pour conserver les parcelles, Suncor s'engage à consacrer 30 M\$ nets à des travaux d'exploration sur six ans.

Raffinage et commercialisation (l'« unité de raffinage et de commercialisation »)

Parmi les principales étapes et les événements importants qui ont eu une incidence sur notre unité de raffinage et de commercialisation au cours des trois derniers exercices, on compte notamment les suivants :

- Réduction des émissions atmosphériques de la raffinerie – Dans le cadre de l'acquisition d'une raffinerie 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'une décision convenue 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 b/j 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, au coût final de 112 M\$, la construction de notre usine d'éthanol à St. Clair dont la capacité de production est 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, dont une tranche de 2 M\$ a été remboursée à ce jour.
- Désulfuration de carburant diesel et intégration des sables bitumineux – En novembre 2007, Suncor a achevé un projet de 950 M\$ à phases multiples réparti sur trois ans à la raffinerie de Sarnia. Une interruption des activités pendant 120 jours afin de raccorder l'équipement. 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. Au cours de 2008, nous avons recensé d'autres améliorations au matériel qui seront requises avant que la raffinerie profite pleinement de ces modifications. Nous évaluons actuellement les options qui s'offrent à nous relativement à ces dépenses en immobilisations.

- Le rendement de notre raffinerie de Sarnia en 2008, après l'achèvement de notre projet de désulfuration du diesel et d'intégration des sables bitumineux en 2007, nous a permis de réviser à la hausse notre capacité indicative, qui s'établit maintenant à 85 000 b/j, comparativement aux 70 000 b/j déclarés précédemment. À compter du 1^{er} janvier 2009, l'utilisation de la raffinerie sera calculée par rapport à sa capacité de 85 000 b/j. La capacité de la raffinerie de Commerce City a également augmenté pour passer de 90 000 b/j à 93 000 b/j en date du 1^{er} janvier 2009.

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 de raffinage et de 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.

DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ENTREPRISE

Sables bitumineux

Suncor produit une gamme variée de charges d'alimentation pour les raffineries, du carburant diesel et des sous-produits en mettant en valeur ses concessions visant l'exploitation des 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 2008, a représenté une partie importante des flux de trésorerie tirés de l'exploitation³ (86 %), du bénéfice net (95 %) et du capital investi³ de 2008, à l'exception des grands projets en cours (68 %). Ces pourcentages ne tiennent pas compte du poste « Siège social et éliminations ».

Activités

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

- 1) Le bitume provient d'une combinaison d'activités minières à ciel ouvert, d'activités in situ et d'un approvisionnement par des tiers.
- 2) Les installations d'extraction primaire récupèrent le bitume des sables bitumineux recueillis. Dans le cadre des activités in situ, l'extraction primaire a lieu dans le sol. Tant le bitume recueilli que le bitume in situ subissent un processus d'extraction secondaire en vue de la valorisation.
- 3) La valorisation du pétrole lourd transforme le bitume en produits de pétrole brut. Depuis la fin de 2005, nous valorisons le bitume tiré de Firebag et seule une petite partie de la production non valorisée est écoulee directement sur le marché de façon stratégique.
- 4) Les commodités requises (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 et soit transporté à une installation de calibrage et d'extraction, soit acheminé directement à une installation de calibrage et d'extraction mobile située sur le front d'avancement. Au cours du processus d'extraction primaire, le bitume est séparé des sables bitumineux par un procédé à l'eau chaude. Après avoir retiré les dernières impuretés et les minéraux au cours de l'extraction secondaire, 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 (Firebag) utilise une technologie d'extraction appelée le drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») afin de séparer 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

³ Se reporter aux « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page 6 de la présente notice annuelle.

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 renvoyée dans les installations de production de vapeur afin d'y être recyclée. 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 récupéré au moyen d'activités in situ et par exploitation minière est valorisé au moyen d'un procédé de cokage et de distillation. Le produit valorisé, appelé pétrole brut synthétique acide, est vendu directement aux clients sous cette forme ou valorisé de nouveau pour devenir du pétrole brut synthétique peu sulfureux après 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 naphta, 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 pourrions avoir recours à une nouvelle technologie et à de nouveaux procédés d'exploitation minière dans les plans de mise en valeur minière futurs.

Bien qu'il n'y ait presque aucuns frais de découverte liés aux ressources de sables bitumineux, la délimitation des ressources, les frais liés à la production, y compris la mise en valeur des mines et le forage de puits dans le cadre d'activités DGVM, et les frais liés à la valorisation du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique, peuvent entraîner des décaissements de capital élevés. Les frais 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 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 b/j au cours du deuxième semestre de 2008. En mai 2008, une interruption planifiée des activités de l'usine de valorisation 1 a eu lieu aux fins de l'entretien préventif et du remplacement de certaines pièces d'équipement en vue d'accroître l'efficacité de l'exploitation.

Principaux produits

Les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de carburant diesel ont compté pour 45 % des produits d'exploitation consolidés de l'unité des sables bitumineux en 2008, comparativement à 60 % en 2007. 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 46 %, comparativement à 39 % en 2007. L'information qui suit porte sur les volumes des ventes quotidiennes et sur le pourcentage correspondant des produits d'exploitation de l'unité des sables bitumineux par produit pour les deux derniers exercices.

Produit	2008		2007	
	(en milliers de b/j)	(pourcentage des produits d'exploitation)	(en milliers de b/j)	(pourcentage des produits d'exploitation)
Pétrole brut peu sulfureux léger / carburant diesel	96,8	45	126,7	60
Pétrole brut acide léger / bitume	130,2	46	108,0	39
Total	227,0		234,7	

Nous prévoyons que le pétrole brut synthétique peu sulfureux léger et le carburant diesel composeront environ 50 % du volume des ventes de l'unité des sables bitumineux en 2009.

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 b/j.

Nous avons conclu une convention de services de transport au moyen du pipeline Enbridge Athabasca dont la durée va de 1999 à 2028. Ce pipeline a une capacité totale de 600 000 b/j. Aux termes de cette convention, notre engagement actuel est de 182 000 b/j pour le transport du pétrole brut synthétique et du bitume dilué de Fort McMurray, en Alberta, à Hardisty, en Alberta.

Nous sommes l'un des membres fondateurs du pipeline Waupisoo, qui est entré en service le 1^{er} juin 2008. Aux termes d'une convention, notre statut de membre fondateur a une durée minimale de 25 ans avec possibilité de prolongation. La capacité totale du pipeline s'établit à 350 000 b/j et peut être augmentée à 535 000 b/j. Aux termes de cette convention, notre engagement actuel est de 30 000 b/j pour le transport de pétrole brut synthétique et de bitume dilué de Cheecham à Edmonton, en Alberta.

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 remplissage du pipeline Keystone devrait avoir lieu en 2009 et le transport de pétrole brut devrait commencer au début de 2010. Notre capacité à l'égard de ce pipeline en 2010 s'établira à 25 000 b/j. En 2008, Suncor a contracté des installations de stockage supplémentaires à Patoka et à Cushing afin de donner plus de souplesse aux stratégies de vente. Les deux contrats visent le stockage de 1,1 million de barils pendant une durée fixe de cinq ans. Le 1^{er} janvier 2009, Suncor a contracté des installations en

vue du stockage de un million de barils supplémentaires à Nederland, au Texas, pendant une durée fixe de cinq ans.

En 2008, nous avons conclu de nouveaux contrats visant le transport de pétrole brut au moyen des pipelines Express New (30 000 b/j à compter de 2008) et Wamsutter (10 000 b/j à compter de 2010, selon les prévisions). Nous continuons d'évaluer la possibilité de conclure d'autres conventions de transport par pipeline afin de soutenir les augmentations prévues de la capacité de production.

Périodiquement, nous concluons aussi des conventions stratégiques de transport de marchandise à court terme afin d'expédier du pétrole brut synthétique à l'étranger. 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. Ce pipeline 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 achetons 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 pour 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 en avion et par une route privée. Nous nous attendons à ce que l'accès routier prenne fin en 2010 et continuons d'évaluer d'autres moyens d'accéder aux installations.

Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre unité des sables bitumineux, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Concurrence » de la présente notice annuelle.

Impacts saisonniers

Des conditions météorologiques hivernales particulièrement mauvaises à notre 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 b/j (environ 13 % de notre production moyenne totale en 2008 (13 % en 2007)) 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 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 b/j de pétrole brut acide. En 2005, nous avons signé une autre convention avec CCRL visant 12 000 b/j supplémentaires de pétrole brut acide. 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.

Les conventions que nous avons conclues avec Petro-Canada et qui prévoient le traitement du bitume et l'approvisionnement en pétrole brut acide ont pris effet le 1^{er} janvier 2009. Par conséquent, la convention que nous avons conclue en vue de fournir jusqu'à 30 000 b/j de diluant à Petro-Canada pour mélanger le bitume a expiré le 1^{er} janvier 2009. Aux termes de la convention relative au traitement du bitume, nous transformerons en moyenne 27 000 b/j 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 et qui s'établit à environ 22 000 b/j. De plus, aux termes de la convention d'approvisionnement en pétrole brut acide, nous fournissons à Petro-Canada jusqu'à 26 000 b/j supplémentaires de la production de pétrole brut acide dont nous sommes propriétaires. La convention relative au traitement et la convention d'approvisionnement ont toutes deux une durée minimale de dix ans.

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 2008, les raffineries de Sarnia et de Commerce City ont traité environ 18 % (7 % en 2007) et environ 4 % (6 % en 2007), respectivement, de la production de pétrole brut de notre unité des sables bitumineux.

Aucun client n'a compté pour 10 % ou plus de nos produits d'exploitation consolidés en 2008 ou en 2007.

Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par nos activités de l'unité des sables bitumineux, se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Gaz naturel

Notre 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, des liquides de gaz naturel, du pétrole et des sous-produits principalement dans l'Ouest canadien et elle en fournit aux marchés de l'Amérique du Nord. La vente de cette production permet de couvrir naturellement le prix du gaz naturel acheté à des fins de consommation interne à notre unité des sables bitumineux.

Notre programme d'exploration est principalement 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 contreforts (ouest de l'Alberta et parties du nord-est de la Colombie-Britannique) et le centre (nord-ouest de l'Alberta).

Commercialisation, pipelines et autres activités

Nous exploitons des usines de traitement du gaz naturel à South Rosevear, à Pine Creek, à Progress et à Simonette, la capacité nominale totale étant d'environ 265 Mpi³/j. Notre participation dans la capacité de ces usines s'élève à quelque 115 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 93 % de notre production de gaz naturel de 2008 a été vendue à Suncor Energy Marketing Inc. pour ensuite être commercialisée aux termes 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 7 % de notre production de gaz naturel de 2008 a été 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 ventes de réseau 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. et à Pan-Alberta Gas.

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 TCPL Gas Transmission Northwest Pipeline. Notre contrat, qui a pris effet en 1995 et qui expirera en 2023, prévoit un débit de 40 000 MBtu/j.

Nous ne concluons habituellement pas de contrat d'approvisionnement à long terme relativement à 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. Nous ne comptons actuellement pas d'engagement relatif au transport du pétrole brut classique par pipeline.

Principaux produits

Les ventes de gaz naturel ont représenté 81 % (89 % en 2007) des produits d'exploitation consolidés de l'unité en 2008, 11 % (10 % en 2007) étant composés de ventes de liquides de gaz naturel et de pétrole brut. Les 8 % restants (1 % en 2007) correspondent principalement aux ventes de sous-produits de soufre. L'information présentée ci-dessous porte sur les volumes des ventes quotidiennes et sur le pourcentage correspondant des produits d'exploitation de l'unité du gaz naturel par produit pour les deux derniers exercices.

Produit	2008		2007	
	(Mpi ³ e/j)	(pourcentage des produits d'exploitation) ⁽¹⁾	(Mpi ³ e/j)	(pourcentage des produits d'exploitation)
Gaz naturel	202	81	196	89
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	18	11	19	10
Total	220		215	

Note :

(1) Les 8 % restants correspondent principalement à nos ventes de sous-produits de soufre.

Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre unité du gaz naturel, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Concurrence » 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 éventuellement 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 du gaz naturel, se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » de la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Raffinage et commercialisation

Notre unité de raffinage et de commercialisation exerce des activités d'aval au Canada et aux États-Unis ainsi que des activités de commercialisation et de vente d'énergie.

Notre unité de raffinage et de commercialisation au Canada exerce ses activités dans le centre du Canada. Notre raffinerie de Sarnia, en Ontario, a maintenant une capacité de production de pétrole brut de 85 000 b/j, en hausse par rapport à une capacité antérieure de 70 000 b/j, grâce à des améliorations liées à l'achèvement de notre projet de désulfuration de diesel et d'intégration des sables bitumineux en 2007. L'usine raffine le pétrole provenant de l'unité des sables bitumineux et d'autres sources pour le transformer en essence, en distillats et en produits pétrochimiques, la majorité de ces produits raffinés étant distribués en Ontario. Nous distribuons également des produits que nous avons achetés à des tiers. 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 et sa capacité s'établit à 200 millions de litres par année.

Comme canal de commercialisation des produits raffinés canadiens, nos réseaux de vente au détail ontariens ont réalisé environ 52 % des ventes totales de l'unité de raffinage et de commercialisation au Canada en 2008 (51 % en 2007). Les réseaux de vente au détail comprennent le réseau de détaillants Sunoco, une coentreprise de détail et des installations de distribution en vrac et de carte-accès. Environ 42 % de nos ventes de produits raffinés au Canada en 2008 étaient constitués de ventes de gros et de ventes aux industries (44 % en 2007). Sun Petrochemicals Company, coentreprise dont une filiale de Suncor et une raffinerie

située à Toledo, en Ohio, sont propriétaires, est à l'origine des ventes de produits raffinés restants.

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 93 000 b/j, ce qui constitue une augmentation par rapport aux 90 000 b/j déclarés précédemment. La plupart des produits raffinés qui sortent de la raffinerie de Commerce City sont distribués au Colorado.

En 2008, environ 78 % (74 % en 2007) 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. Environ 15 % des produits pétroliers vendus aux États-Unis en 2008 (18 % en 2007) 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. Les ventes d'asphalte composaient les 7 % restants des ventes de produits raffinés de l'unité de raffinage et de commercialisation aux États-Unis en 2008 (8 % en 2007).

Les activités de l'entreprise de commercialisation et de commerce d'énergie englobent des activités de commercialisation et de commerce d'énergie exercées par des tiers ainsi que la prestation de services de commercialisation relatifs à la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits raffinés et de sous-produits et l'utilisation d'instruments dérivés.

Approvisionnement en charge d'alimentation

Au Canada

La raffinerie de Sarnia traite du pétrole brut synthétique et du pétrole brut classique. En 2008, 75 % (43 % en 2007) du pétrole brut raffiné à la raffinerie de Sarnia était du pétrole brut synthétique dont 71 % provenait de notre unité des sables bitumineux (50 % en 2007). 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 de perturbation 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 de 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 sur court préavis.

Nous continuons de conclure 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 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.

Les travaux de désulfuration du diesel et d'intégration des sables bitumineux à notre raffinerie de Sarnia se sont achevés en 2007. En 2008, nous avons recensé d'autres améliorations au matériel qui seront requises avant que la raffinerie puisse profiter pleinement de ces modifications. Nous évaluons actuellement les options qui s'offrent à nous relativement à ces dépenses en immobilisations.

Aux États-Unis

La raffinerie de Commerce City traite tant du pétrole brut classique que du pétrole brut synthétique. Environ 10 % du pétrole brut de la raffinerie est acheté de sources canadiennes (23 % en 2007), 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 de perturbation 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 15 000 b/j de pétrole brut acide de l'unité des sables bitumineux à nos raffineries aux États-Unis.

Activités de raffinage

Au Canada

La raffinerie de Sarnia produit un large éventail de produits, y compris des carburants de transport, des mazouts de chauffage, des gaz de pétrole liquéfiés, du combustible résiduaire, de l'asphalte comme charge d'alimentation et des produits pétrochimiques.

La capacité de raffinage de la raffinerie de Sarnia est de 85 000 b/j de pétrole brut. Les unités de raffinage comprennent un hydrocraqueur d'une capacité de 29 000 b/j et une unité d'alkylation d'une capacité de 5 300 b/j. Les installations pétrochimiques ont une capacité de 18 500 b/j et l'unité de désulfuration de l'essence, de 10 000 b/j. L'unité d'hydrotraitement de distillats, entrée en service en juillet 2006, peut traiter 43 600 b/j.

En 2008, la raffinerie disposait d'une capacité de craquage de 45 600 b/j qu'elle doit à un craqueur catalytique Houdry (le « craqueur catalytique »). 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. L'analyse d'un éventail d'options de remplacement pour le craqueur catalytique se poursuivra.

Le projet régional de cogénération de Sarnia répond en majeure partie aux besoins de la raffinerie en vapeur et en électricité.

Depuis l'achèvement de notre usine d'éthanol de St. Clair en juillet 2006, nous fabriquons de l'éthanol, qui est ajouté aux essences que nous produisons et qui est vendu à des tiers. La capacité de production de cette usine s'établit à 200 millions de litres par année.

Aux États-Unis

Les unités de raffinage comprennent deux craqueurs à lit catalytique fluidisé d'une capacité combinée de 27 000 b/j, un hydrotraiteur de distillat de 19 000 b/j et un hydrotraiteur de gaz-oil de 26 000 b/j. La raffinerie de Commerce City approvisionne en produits d'essence raffinée principalement nos activités de commercialisation au Colorado.

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 utilise une gamme de pétroles bruts contenant environ un tiers de brut lourd à forte teneur en soufre.

Le tableau qui suit présente les charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut et les taux d'utilisation moyens de pétrole brut combinés totaux de l'unité de raffinage et de commercialisation pour ce qui est des activités de raffinage exercées au Canada et aux États-Unis en 2008 et en 2007.

Capacité combinée des États-Unis et du Canada

Capacité totale de raffinage au Canada et aux États-Unis	2008	2007
Charges d'alimentation quotidiennes moyennes en brut (b/j)	155 600	157 600
Taux d'utilisation moyen de pétrole brut (%) ⁽¹⁾	97	98

(1) En fonction de la capacité des unités de traitement de brut, qui s'établit à 70 000 b/j pour ce qui est de Sarnia et à 90 000 b/j pour ce qui est de Commerce City, 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 2008, un arrêt important des activités à des fins d'entretien a été effectué avec succès à notre raffinerie de Sarnia et 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 de l'unité de raffinage et de commercialisation par produit pour les deux derniers exercices.

Produit	2008		2007	
	(en milliers de mètres cubes par jour)	(pourcentage des produits d'exploitation)	(en milliers de mètres cubes par jour)	(pourcentage des produits d'exploitation)
Carburants de transport				
Essence				
Commerces de détail	4,6	7	5,2	13
Coentreprises	3,0	3	3,1	5
Autres	8,3	13	8,5	24
Carburateur	2,0	3	2,3	4
Carburant diesel	8,8	14	8,3	18
Sous-total – Carburants de transport	26,7	40	27,4	64

Produits pétrochimiques	0,8	1	0,9	2
Asphalte	1,8	1	1,7	2
Autres	2,2	2	3,5	5
Total – Produits raffinés	<u>31,5</u>	<u>44</u>	<u>33,5</u>	<u>73</u>
Autres produits non raffinés ⁽¹⁾		1		2
Commercialisation et commerce d'énergie		55		25
Total en %		<u>100</u>		<u>100</u>

Note :

(1) Comprend les produits d'exploitation accessoires.

Principaux marchés

Au Canada

La commercialisation d'environ 52 % (51 % en 2007) de nos volumes des ventes totaux au Canada s'effectue par l'entremise de réseaux de vente au détail. En 2008, ce réseau se composait de ce qui suit :

- 276 stations-service de la bannière Sunoco (272 en 2007);
- 159 stations-service exploitées par Pioneer (151 en 2007)⁴;
- 52 stations-service exploitées par UPI (55 en 2007)⁵;
- 11 installations de distribution en vrac de carburant rural et agricole exploitées par UPI (13 en 2007)⁵;
- 47 relais-routiers à carte-accès pour parcs de la bannière Sunoco (48 en 2007).

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. Nos autres principales marques de commerce comprennent « Ecowash » et « Gold Diesel », notre supercarburant diesel à faible teneur en soufre.

Environ 42 % (44 % en 2007) des ventes de l'unité de raffinage et de commercialisation au Canada ont été effectuées auprès de clients industriels, commerciaux, de gros et à des raffineries, principalement en Ontario. L'unité de raffinage et de commercialisation approvisionne également des clients industriels et commerciaux du Québec aux termes de conventions à long terme conclues avec d'autres raffineurs régionaux.

L'unité de raffinage et de commercialisation 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

⁴ Pioneer est une coentreprise dans laquelle the Pioneer Group détient une participation de 50 %.

⁵ 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 %.

améliorant l'indice d'octane des essences. Nous vendons notre production de benzène directement à d'autres fabricants de produits pétrochimiques à Sarnia, en Ontario.

La part de l'unité de raffinage et de commercialisation dans les ventes totales de produits raffinés sur son marché primaire canadien de l'Ontario a été d'environ 18 % en 2008 (20 % en 2007).

Les carburants de transport ont représenté 83 % de notre volume des ventes au Canada en 2008 (78 % en 2007) et les produits pétrochimiques, 6 % (5 % en 2007). 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

Environ 78 % (74 % en 2007) des ventes de l'unité de raffinage et de commercialisation 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 à ConocoPhillips (10 % en 2007) et 18 % sont des ventes à Valero (23 % en 2007).

La commercialisation d'environ 15 % (18 % en 2007) de nos volumes des ventes totaux aux États-Unis s'effectue par l'entremise de points de vente de la bannière Phillips 66®. En 2008, ce réseau se composait de ce qui suit :

- 44 stations de la bannière Phillips 66®, qui génèrent environ 5 % des ventes de l'unité de raffinage et de commercialisation aux États-Unis (44 sites et 5 % des volumes de vente en 2007);
- des conventions d'approvisionnement conclues avec 200 points de vente au détail de la bannière Phillips 66® supplémentaires au Colorado, ce qui représente environ 10 % de nos volumes de vente aux États-Unis (173 points de vente et 13 % des volumes de vente en 2007). 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 bannières connexes au Colorado jusqu'au 31 décembre 2012.

L'exploitation de raffinage aux États-Unis a fourni la totalité de sa production d'asphalte à SemMaterials, L.P. jusqu'à ce que SemMaterials se place sous la protection des lois sur la faillite à l'été 2008. Par conséquent, nous gérons maintenant directement les ventes d'asphalte, qui ont compté pour 7 % des volumes de vente de l'unité de raffinage et de commercialisation aux États-Unis en 2008 (8 % en 2007).

Nous estimons qu'en 2008 nos ventes de produits raffinés sous forme de combustibles légers aux États-Unis ont représenté une part de marché, sur notre marché principal du Colorado, de

36 % (40 % en 2007). Sur ce marché, nos établissements de la bannière Phillips 66® occupaient une part de marché de 7 % (7 % en 2007).

Transport et distribution

Au Canada

En ce qui concerne nos entreprises au Canada, l'unité de raffinage et de commercialisation 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 de raffinage et de commercialisation 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.

Aux États-Unis

En ce qui concerne nos entreprises aux États-Unis, environ 60 % du pétrole brut traité à la raffinerie de Denver est transporté par pipeline, et le reste par camion. Nous sommes propriétaires exploitants du réseau de pipelines Rocky Mountain Crude, qui va de Guernsey, au Wyoming, à Denver, au Colorado. Il s'agit d'un pipeline de transport public qui achemine du pétrole brut pour le compte de la raffinerie de Denver et d'autres expéditeurs. Nous sommes également propriétaire-exploitant du pipeline Centennial, qui transporte du pétrole brut de Guernsey, au Wyoming, à Cheyenne, au Wyoming.

Le réseau Rocky Mountain Crude avait une capacité de 38 000 b/j en 2008, de Guernsey à Cheyenne, et de 73 500 b/j, de Cheyenne à Denver. En 2008, il a utilisé environ 43 % (73 % en 2007) de sa capacité pour un débit moyen de 16 500 b/j (27 600 b/j en 2007) entre Guernsey et Cheyenne et utilisé environ 85 % (92 % en 2007), soit un débit moyen de 62 200 b/j (67 700 b/j en 2007) 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 46 % (80% en 2007) de sa capacité, pour un débit moyen d'environ 29 400 b/j (50 800 b/j en 2007).

Nous disposons aux États-Unis de plates-formes de chargement ferroviaire et routier à la raffinerie de Commerce City et la capacité de chargement de produits dépasse 30 000 b/j, d'un pipeline pour le carburéacteur d'un mille de long d'une capacité de 7 000 b/j 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 b/j, 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

Pour une analyse de la concurrence touchant notre unité de raffinage et de commercialisation, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Concurrence » de la présente notice annuelle.

Conformité aux normes environnementale

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par notre unité de raffinage et de commercialisation, se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Date du relevé

Le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz ci-après est daté du 6 février 2009. Les données, qui sont arrêtées au 31 décembre 2008, ont été compilées le 2 février 2009.

Données relatives aux 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. Avant 2008, nous présentions notre information conformément aux obligations d'information américaines en vertu d'une dispense des exigences canadiennes en matière de valeurs mobilières que nous n'avons pas renouvelée à la suite de la présentation de notre information annuelle au 31 décembre 2007. Par conséquent, nous avons reformulé l'information sur les réserves qui est présentée de manière comparative afin de la rendre conforme au règlement 51-101 et elle est présentée de la même manière que l'information sur les réserves au 31 décembre 2008.

Les données relatives aux réserves et aux ressources éventuelles présentées ci-après sont fondées sur une évaluation effectuée par GLJ au 31 décembre 2008, qui est présentée dans le rapport GLJ daté du 6 février 2009. Les données relatives aux réserves résumant nos réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel ainsi que la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs correspondant à ces réserves, établie au moyen de prix et coûts prévisionnels, compte non tenu de l'intérêt, des frais généraux et administratifs, des frais liés à la réglementation environnementale, de l'effet d'activités de couverture ou du passif associé à certains abandons ni de tous les frais de remise en état des puits, des pipelines, des installations et des mines. Les produits d'exploitation nets futurs sont présentés avant et après impôts. Les données relatives aux réserves sont conformes aux exigences du règlement 51-101. Nous avons demandé à GLJ d'évaluer les réserves prouvées et probables ainsi que les ressources éventuelles. Voir également « Définitions et notes afférentes aux tableaux des données relatives aux réserves » plus loin.

Les réserves de la Société sont situées principalement en Alberta et en Colombie-Britannique, au Canada.

On ne devrait pas présumer que les estimations des produits d'exploitation nets futurs qui sont présentées dans les tableaux correspondent à la juste valeur marchande des réserves. Il n'est pas garanti que les hypothèses relatives aux coûts et prix prévisionnels s'avèreront et les écarts pourraient être importants. Les estimations quant à la récupération et aux réserves de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel dont il est question dans les présentes ne sont que des estimations et il n'est pas certain que les réserves estimées seront récupérées. Les réserves réelles de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations qui figurent dans les présentes. Il y a lieu d'examiner les définitions et les renseignements présentés à la rubrique « Définitions et notes afférentes aux tableaux des données relatives aux réserves » ainsi que les tableaux et notes suivants. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques en cause, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Incertitudes quant aux estimations des réserves et des ressources » de la présente notice annuelle.

Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

Sommaire des réserves pétrolières et gazières au 31 décembre 2008

	Pétrole ⁽¹⁾		Gaz naturel		Liquides de gaz naturel	
	Intérêt économique direct Mb	Net Mb	Intérêt économique direct Gpi ³	Net Gpi ³	Intérêt économique direct Mb	Net Mb
<i>Réserves prouvées exploitées</i>						
Classiques	2	2	459	352	5	4
PBS – exploitation minière	1 571	1 335	-	-	-	-
PBS – in situ	94	91	-	-	-	-
<i>Total des réserves prouvées exploitées</i>	1 667	1 428	459	352	5	4
<i>Réserves prouvées mises en valeur inexploitées</i>						
Classiques	-	-	50	38	-	-
PBS – in situ	45	43	-	-	-	-
<i>Total des réserves prouvées mises en valeur inexploitées</i>	45	43	50	38	-	-
<i>Réserves prouvées non mises en valeur</i>						
Classiques	-	-	30	24	-	-
PBS – in situ	766	658	-	-	-	-
<i>Total des réserves prouvées non mises en valeur</i>	766	658	30	24	-	-
<i>Total des réserves prouvées</i>						
Classiques	2	2	539	414	5	4
PBS – exploitation minière	1 571	1 335	-	-	-	-
PBS – in situ	905	792	-	-	-	-
<i>Total des réserves prouvées</i>	2 478	2 129	539	414	5	4
<i>Total des réserves probables</i>						
Classiques	1	-	216	153	2	1
PBS – exploitation minière	745	626	-	-	-	-
PBS – in situ	1 808	1 506	-	-	-	-
<i>Total des réserves probables</i>	2 554	2 132	216	153	2	1
<i>Total des réserves prouvées et probables</i>						
Classiques	3	2	755	567	7	5
PBS – exploitation minière	2 316	1 961	-	-	-	-
PBS – in situ	2 713	2 298	-	-	-	-
<i>Total des réserves prouvées et probables</i>	5 032	4 261	755	567	7	5

(1) Désigne le pétrole léger et de densité moyenne quand il s'agit de nos réserves classiques et le pétrole brut synthétique (le « PBS ») quand il s'agit de nos réserves minières ou in situ.

Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs au 31 décembre 2008

	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs AVANT impôts – Actualisée à %/année (en millions de \$)					Valeur unitaire avant impôts Actualisée à 10 %/année (en millions de \$)	
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	\$/Bep	\$/kpi ³ e
RÉSERVES PROUVÉES							
Réserves exploitées	71 961	47 160	33 186	24 744	19 325	22,28	3,71
Réserves mises en valeur inexploitées	2 356	1 775	1 380	1 103	902	28,05	4,68
Réserves non mises en valeur	26 833	11 304	4 967	2 085	651	7,50	1,25
Total des réserves prouvées	101 150	60 239	39 533	27 932	20 878	17,96	2,99
Total des réserves probables	126 456	39 370	14 052	5 140	1 486	6,51	1,08
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	227 606	99 609	53 585	33 072	22 364	12,29	2,05
	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs APRÈS impôts – Actualisée à %/année						
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %		
RÉSERVES PROUVÉES							
Réserves exploitées	55 850	37 013	26 360	19 895	15 724		
Réserves mises en valeur inexploitées	2 005	1 533	1 209	979	809		
Réserves non mises en valeur	20 009	8 238	3 443	1 264	178		
Total des réserves prouvées	77 864	46 784	31 012	22 138	16 711		
Total des réserves probables	94 627	29 052	10 008	3 294	538		
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	172 491	75 836	41 020	25 432	17 249		

Total des produits d'exploitation nets futurs au 31 décembre 2008 – Sans actualisation

(en millions de \$)	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Dépenses en immobilisations	Frais d'abandon	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
RÉSERVES PROUVÉES								
Réserves exploitées	167 832	25 474	54 614	15 744	39	71 961	16 111	55 850
Réserves mises en valeur inexploitées	4 614	319	1 675	258	6	2 356	351	2 005
Réserves non mises en valeur	87 029	12 803	33 304	13 743	346	26 833	6 824	20 009
Total des réserves prouvées	259 475	38 596	89 593	29 745	391	101 150	23 286	77 864
Total des réserves probables	344 459	58 628	119 854	38 872	649	126 456	31 829	94 627
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	603 934	97 224	209 447	68 617	1 040	227 606	55 115	172 491

Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production au 31 décembre 2008⁽¹⁾

	Produits d'exploitation nets futurs AVANT impôts - actualisés à 10 %/année		
	en millions de \$	\$/Bep	\$/kpi ³ e
Réserves prouvées exploitées			
Pétrole léger et de densité moyenne	75	32,47	5,41
Gaz naturel	1 365	22,19	3,70
<u>Activités non classiques (sables bitumineux)</u>			
PBS – exploitation minière	2 699	29,74	4,96
PBS – in situ	29 047	21,76	3,63
Total des réserves prouvées exploitées	33 186	22,28	3,71
Total des réserves prouvées			
Pétrole léger et de densité moyenne	76	32,33	5,39
Gaz naturel	1 489	20,64	3,44
<u>Activités non classiques (sables bitumineux)</u>			
PBS – exploitation minière	8 920	11,27	1,88
PBS – in situ	29 048	21,76	3,63
Total des réserves prouvées	39 533	17,96	2,99
Total des réserves prouvées et probables			
Pétrole léger et de densité moyenne	85	29,58	4,93
Gaz naturel	1 838	18,61	3,10
<u>Activités non classiques (sables bitumineux)</u>			
PBS – exploitation minière	15 522	6,76	1,13
PBS – in situ	36 140	18,43	3,07
Total des réserves prouvées et probables	53 585	12,29	2,05

(1) Les produits d'exploitation nets futurs estimatifs présentés dans les tableaux ci-dessus ne reflètent pas la juste valeur marchande de ces réserves. Les hypothèses établies au moyen de prix et coûts prévisionnels utilisées ne sont que des estimations; les réserves réelles pourraient différer de manière importante.

Définitions et notes afférentes aux tableaux des données relatives aux réserves

Dans les tableaux présentés ci-dessus à la rubrique « Données relatives aux réserves » et ailleurs dans la présente notice annuelle, les définitions et autres notes suivantes s'appliquent :

1. « **brut** » désigne :
 - a) en ce qui concerne notre participation dans la production ou les réserves, notre participation (avec ou sans exploitation), avant déduction des redevances et compte non tenu des droits à redevances;
 - b) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels nous avons une participation;

- c) en ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels nous avons une participation.
2. « net » désigne :
- a) en ce qui concerne notre participation dans la production ou les réserves, notre participation (avec ou sans exploitation), après déduction des redevances à payer, en plus des droits à redevances dans la production ou les réserves;
 - b) en ce qui concerne les puits, le nombre de puits obtenus par l'addition de nos intérêts économiques directs dans nos puits bruts;
 - c) en ce qui concerne notre participation dans un terrain, la superficie totale dans laquelle nous avons une participation, multipliée par notre intérêt économique direct.
3. Le total des colonnes pourrait sembler inexact, étant donné que les nombres ont été arrondis.
4. Les estimations des réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel présentées dans le rapport GLJ sont fondées sur les définitions et les lignes directrices énoncées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »). Un résumé de ces définitions est présenté ci-après. Les réserves de pétrole brut synthétiques comprennent nos volumes de vente de diesel ainsi que les volumes relativement négligeables de ventes de bitume.

Catégories de réserves

Les réserves sont des quantités restantes estimées de pétrole, de gaz naturel et de substances connexes pouvant être récupérées des gisements connus, à une date donnée, fondées sur l'analyse des données de forage, géologiques, géophysiques et de génie, sur l'utilisation de technologies éprouvées et sur une conjoncture économique particulière.

Les réserves peuvent être classées selon le degré de certitude lié aux estimations.

- a) Les **réserves prouvées** sont les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
- b) Les **réserves probables** sont les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les réserves restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

D'autres critères qui doivent également être remplis aux fins du classement des réserves sont énoncés dans le manuel COGE.

Chacune des catégories de réserves (prouvées et probables) peut être subdivisée en deux catégories, soit les réserves mises en valeur et les réserves non mises en valeur.

- c) Les **réserves mises en valeur** sont les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement aux coûts du forage d'un puits). Les réserves mises en valeur peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.
 - (i) Les **réserves mises en valeur exploitées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation. Ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont

inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

- (ii) Les **réserves mises en valeur inexploitées** sont les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
- d) Les **réserves non mises en valeur** sont celles qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées ou probables) à laquelle elles sont attribuées.

Dans les gisements multipuits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories « réserves mises en valeur » et « réserves non mises en valeur » ou de subdiviser les réserves mises en valeur du gisement en « réserves mises en valeur exploitées » et en « réserves mises en valeur inexploitées ». Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'auteur des estimations des réserves qui seront récupérées des puits particuliers, sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, soit « mises en valeur » ou « production ».

Degrés de certitude à l'égard des réserves présentées

Les degrés de certitude qualitatifs auxquels les définitions données ci-dessus renvoient s'appliquent aux entités de réserves individuelles, qui s'entendent du degré le plus bas auquel les calculs de réserves sont effectués, et aux « réserves présentées », qui s'entendent de la somme du degré le plus élevé d'estimations d'entités individuelles pour laquelle les estimations de réserves sont présentées. Les réserves présentées devraient viser les degrés de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- a) il existe une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives;
- b) il existe une probabilité d'au moins 50 % que les réserves effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Une mesure quantitative des degrés de certitude se rattachant aux estimations établies pour les diverses catégories de réserves est souhaitable afin de mieux illustrer les risques et les incertitudes s'y rattachant. Toutefois, la majorité des estimations de réserves sont effectuées au moyen de méthodes déterministes qui 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. On trouvera des explications supplémentaires sur les degrés de certitude se rattachant aux estimations de réserves et sur l'effet de la totalisation dans le manuel COGE.

5. Prix et coûts prévisionnels

Ce sont les prix et les coûts que l'on accepte généralement comme étant une perspective raisonnable du futur en date du 31 décembre 2008. Dans la mesure où il existe des prix ou des coûts futurs fixes ou pouvant être établis à l'heure actuelle auxquels nous sommes liés par contrat ou par une autre obligation de fournir un produit matériel, y compris ceux visés par une période de prolongation d'un contrat dont il est probable qu'il soit prolongé, ces prix ou ces coûts seront intégrés dans les prix prévisionnels.

Les hypothèses quant aux coûts et prix prévisionnels comprennent les augmentations des prix de vente à la tête du puits et tiennent compte de l'inflation à l'égard des frais d'exploitation et des

dépenses en immobilisations futures. Les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel au 31 décembre 2008, l'inflation et les taux de change utilisés dans le rapport GLJ se sont établis comme suit :

Année	Inflation (en pourcentage)	Taux de change moyen à midi de la Banque du Canada \$ US/\$ CA	Pétrole brut WTI à la NYMEX à Cushing, en Oklahoma \$ US/b	Pétrole brut léger et non corrosif à Edmonton (40° API, 0,3 % S) \$ CA/b	Gaz naturel à la NYMEX à Henry Hub \$ US/Mbtu	Gaz naturel à l'AECO \$ CA/Mbtu
2009	2,0	0,825	57,50	68,61	7,00	7,58
2010	2,0	0,850	68,00	78,94	7,50	7,94
2011	2,0	0,875	74,00	83,54	8,00	8,34
2012	2,0	0,925	85,00	90,92	8,75	8,70
2013	2,0	0,950	92,01	95,91	9,20	8,95
2014	2,0	0,950	93,85	97,84	9,38	9,14
2015	2,0	0,950	95,73	99,82	9,57	9,34
2016	2,0	0,950	97,64	101,83	9,76	9,54
2017	2,0	0,950	99,59	103,89	9,96	9,75
2018	2,0	0,950	101,59	105,99	10,16	9,95
2019+	2,0	0,950	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année

Le prix historique moyen pondéré que la Société a réalisé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 s'est établi à 95,96 \$/b pour ce qui est du pétrole brut synthétique, à 8,23 \$/kpi³ pour ce qui est du gaz naturel et à 70,89 \$/b pour ce qui est des liquides de gaz naturel.

6. Frais de mise en valeur futurs

Le tableau suivant présente les frais de mise en valeur déduits de l'estimation de nos produits d'exploitation nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées ci-dessous au 31 décembre 2008.

(en millions de \$)

	2009	2010	2011	2012	2013	Total partiel	Solde	Total	Taux d'actualisation de 10 %
Total des réserves prouvées	2 138	3 107	1 206	1 247	1 351	9 049	20 695	29 744	13 980
Total des réserves prouvées et probables	2 866	5 091	3 848	3 358	2 552	17 715	50 902	68 617	24 638

La direction estime actuellement que les flux de trésorerie générés à l'interne, que les facilités de crédit actuelles et que l'accès aux marchés des titres d'emprunt sont suffisants afin de financer les plans de croissance. Il n'est pas garanti que les fonds seront accessibles ni que nous consacrerons du financement à la mise en valeur de la totalité des réserves attribuées dans le rapport GLJ. Le fait de ne pas mettre en valeur ces réserves aurait un effet négatif sur les rentrées nettes provenant de l'exploitation futures.

L'intérêt ou les autres frais liés au financement externe ne sont pas compris dans les estimations des réserves et des produits d'exploitation nets futurs; ils réduiraient les réserves et les produits d'exploitation nets et futurs dans une certaine mesure, selon les sources de financement utilisées. Nous ne prévoyons pas que l'intérêt ou les autres frais de financement rendraient la mise en valeur de l'une ou l'autre des propriétés non rentable.

Les frais liés à l'installation de valorisation Voyageur, conçue pour traiter environ 245 000 b/j de bitume in situ, ont été inclus uniquement dans la mesure où le plan de mise en valeur des réserves de Firebag avait besoin de valorisation supplémentaire, étant donné qu'on estime que les frais restants sont liés à la mise en valeur de ressources éventuelles. Les réserves prouvées non mises en valeur et les réserves prouvées et probables non mises en valeur de Firebag utilisent seulement 40 000 et 175 000 b/j, respectivement, de la capacité supplémentaire prévue, pendant environ 17 et 30 ans, respectivement.

7. GLJ a tenu compte des frais d'abandon de puits futurs estimatifs liés aux réserves au moment d'établir les produits d'exploitation nets futurs globaux relatifs à ces réserves.
8. Pour établir les hypothèses quant aux prix et coûts prévisionnels, on a présumé que les lois et les règlements actuels resteraient en vigueur.
9. Toutes les données factuelles fournies à GLJ ont été acceptées telles quelles. Aucune inspection sur le terrain n'a été effectuée.
10. **Les estimations des produits d'exploitation nets futurs présentées dans les tableaux ci-dessus ne correspondent pas à la juste valeur marchande.**

Variation des réserves

Variation des réserves brutes au 31 décembre 2008

	Pétrole ⁽¹⁾			Gaz naturel			Liquides de gaz naturel		
	Prouvées (Mb)	probables (Mb)	Prouvées et	Prouvées (gpi ³)	probables (gpi ³)	Prouvées et	Prouvées (Mb)	probables (Mb)	Prouvées et
			probables (Mb)			probables (gpi ³)			probables (Mb)
31 décembre 2007									
Classiques	2	-	2	573	232	805	6	2	8
PBS – exploitation minière	1 634	740	2 374	-	-	-	-	-	-
PBS – in situ	854	1 837	2 691	-	-	-	-	-	-
	2 490	2 577	5 067	573	232	805	6	2	8
Extensions et récupérations améliorées									
Classiques	-	-	-	40	-	40	-	-	-
PBS – in situ	51	(51)	-	-	-	-	-	-	-
	51	(51)	-	40	-	40	-	-	-
Révisions techniques									
Classiques	-	1	1	(4)	(19)	(23)	-	-	-
PBS – exploitation minière	9	5	14	-	-	-	-	-	-
PBS – in situ	11	22	33	-	-	-	-	-	-
	20	28	48	(4)	(19)	(23)	-	-	-
Découvertes									
Classiques	-	-	-	2	2	4	-	-	-
	-	-	-	2	2	4	-	-	-
Facteurs économiques									
Classiques	-	-	-	1	1	2	-	-	-
	-	-	-	1	1	2	-	-	-
Production									
Classiques	-	-	-	(73)	-	(73)	(1)	-	(1)
PBS – exploitation minière	(72)	-	(72)	-	-	-	-	-	-
SCO – In situ	(11)	-	(11)	-	-	-	-	-	-
	(83)	-	(83)	(73)	-	(73)	(1)	-	(1)
31 décembre 2008									
Classiques	2	1	3	539	216	755	5	2	7
PBS – exploitation minière	1 571	745	2 316	-	-	-	-	-	-
PBS – in situ	905	1 808	2 713	-	-	-	-	-	-
	2 478	2 554	5 032	539	216	755	5	2	7

(1) Désigne le pétrole léger et de densité moyenne pour ce qui est de nos réserves classiques et le PBS pour ce qui est de nos réserves minières et in situ.

Note : Par le passé, conformément aux normes de présentation de l'information de la SEC, le forage intercalaire était classé comme étant une « révision technique ». À l'heure actuelle, conformément aux normes de présentation de l'information du règlement 51-101, les soldes du forage intercalaire sont déclarés comme étant des « extensions et récupérations améliorées ».

Autre information concernant les données relatives aux réserves

Réserves non mises en valeur

Le tableau ci-dessous présente les réserves prouvées et probables non mises en valeur, par type de produits, attribuées à la Société au cours de chacun des trois exercices les plus récents et, globalement, au cours des exercices antérieurs à cette période.

	Unités	Exercices antérieurs	2006	2007	2008
Réserves prouvées non mises en valeur					
Pétrole ⁽¹⁾	Mb	450,2	192,0	61,6	62,5
Classiques		0,1	-	0,1	-
PBS – exploitation minière		-	-	-	-
PBS – in situ		450,1	192,0	61,5	62,5
Gaz naturel	Gpi ³	63,8	13,8	43,4	7,5
Liquides de gaz naturel	Mb	0,6	-	0,1	-
Total : Équivalents de pétrole	Mbep	461,4	194,3	68,9	63,7
Réserves probables non mises en valeur					
Pétrole ⁽¹⁾	Mbep	2 587,5	-	-	-
Classiques		0,1	-	-	-
PBS – exploitation minière		488,0	-	-	-
PBS – in situ		2 099,4	-	-	-
Gaz naturel	Gpi ³	35,3	20,8	70,8	21,4
Liquides de gaz naturel	Mbep	0,2	0,2	0,1	0,1
Total : Équivalents de pétrole	Mbep	2 593,6	3,6	11,9	3,6

(1) Désigne le pétrole léger et de densité moyenne pour ce qui est de nos réserves classiques et le PBS pour ce qui est de nos réserves minières et in situ.

Les réserves non mises en valeur sont attribuées par GLJ conformément aux normes et méthodes énoncées dans le manuel COGE. Les réserves prouvées non mises en valeur sont celles qui peuvent être estimées avec un haut degré de certitude, dont on s'attend à ce qu'elles soient récupérées de gisements connus et dont la mise en production nécessiterait des dépenses importantes. Les réserves probables non mises en valeur sont celles dont la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées, dont on s'attend à ce qu'elles soient récupérées de gisements connus et dont la mise en production nécessiterait des dépenses importantes.

Pour ce qui est des réserves minières et des réserves in situ, la direction a recours à des plans intégrés pour prévoir la mise en valeur des réserves. Le plan détaillé fait correspondre la capacité de production actuelle, les engagements pris en matière de dépenses en immobilisations et la mise en valeur future pendant les dix prochaines années et est examiné et mis à jour continuellement en fonction de facteurs internes et externes touchant l'activité planifiée.

Au moment de mettre nos réserves en valeur, nous tenons compte de la capacité des installations existantes et du système de collecte, des plans de répartition des capitaux et de la disponibilité des autres ressources récupérables. Par conséquent, dans certains cas, il nous faudra plus de deux ans afin de mettre en valeur la totalité des réserves actuellement attribuées. Nous prévoyons mettre en valeur la plupart des réserves prouvées non mises en valeur au cours des cinq prochaines années et la plupart des réserves prouvées non mises en valeur au cours des sept prochaines années.

Facteurs ou incertitudes significatifs

L'évaluation des réserves est un processus continu qu'un éventail de facteurs internes et externes peuvent influencer de manière importante. Des révisions sont souvent requises à la

suite de l'évolution des prix, de la conjoncture économique, des règlements et du rendement historique.

Bien que les facteurs ci-dessus et bien d'autres facteurs puissent être pris en compte, il est tout de même nécessaire de porter certains jugements et de poser certaines hypothèses. Ces éléments sont examinés et révisés à mesure que de nouveaux renseignements deviennent accessibles.

Pour obtenir un résumé des risques et des incertitudes touchant Suncor, veuillez vous reporter aux rubriques « Situation dans le secteur » et « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Autre information concernant le pétrole et le gaz

Terrains et puits de pétrole et de gaz

L'unité des sables bitumineux de Suncor récupère le bitume par l'exploitation minière des sables bitumineux et par la mise en valeur in situ du bitume dans le nord de l'Alberta. Les activités classiques sont centrées sur la mise en valeur et la production de gaz naturel et de liquides de gaz naturel provenant des réserves de l'ouest de l'Alberta.

Suncor n'a aucunes réserves prouvées inexploitées, qu'il s'agisse de réserves minières ou de réserves in situ. Pour ce qui est des réserves classiques, certaines propriétés sont en mesure de produire (principalement du gaz) mais sont limitées en raison de raccordements au pipeline qui ne sont pas encore faits ou de restrictions actuelles à la capacité pipelinière et à la capacité de traitement. La plupart de ces propriétés sont non productives depuis moins de trois ans et on prévoit que les restrictions relatives aux pipelines seront corrigées à notre satisfaction au cours des deux à trois prochaines années.

Un résumé des puits de pétrole et des puits de gaz naturel relatifs aux réserves de la Société est présenté ci-dessous :

	Puits de pétrole				Puits de gaz naturel			
	Productifs		Non productifs		Productifs		Non productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	74	56	68	64	394	232	33	16
Colombie-Britannique	17	7	5	2	145	68	12	6
Total Canada	91	63	73	66	539	300	45	22

Terrains sans réserves attribuées

La Société compte au total environ 3 184 000 acres (1 994 000 acres nets) destinés à la mise en valeur actuelle ou future de ses réserves minières, in situ et classiques. Elle détient des droits lui permettant d'explorer, de mettre en valeur et d'exploiter environ 137 000 acres nets; ces droits pourraient prendre fin d'ici le 31 décembre 2009. Ces acres nets sont entièrement attribués à nos propriétés classiques; aucun régime foncier relatif à nos propriétés minières ou à nos propriétés in situ ne devrait expirer en 2009.

Contrats à livrer

La Société a couvert une partie de ses ventes prévues libellées en dollars américains sous réserve du risque lié au prix West Texas Intermediate (WTI), qui est en dollars américains. En

date du 10 février 2009, nous avons couvert environ 125 000 b/j de notre production de pétrole brut du 1^{er} février au 31 décembre 2009. Ces volumes s'ajoutent aux options divulguées précédemment, qui permettent la vente de 55 000 b/j à un prix plancher WTI équivalent de 60,00 \$ US le baril du 1^{er} janvier au 31 décembre 2009. La combinaison des options précédentes et des nouvelles couvertures à prix fixe confèrent à Suncor un prix plancher WTI équivalent d'environ 53,50 \$ US pour une production d'environ 180 000 b/j en 2009.

Nous avons couvert notre production de pétrole brut pendant tout l'exercice 2010 à hauteur d'environ 50 000 b/j à un prix plancher WTI équivalent de 50,00 \$ US le baril et à un prix plafond d'environ 68,00 \$ US le baril. Ce programme remplace les options de 2010 qui ont été divulguées précédemment et qui permettraient la vente de 55 000 b/j à un prix plancher WTI équivalent de 60,00 \$ US; dans les faits, cette option a pris fin par la vente de contrats similaires, dont Suncor a tiré un produit brut d'environ 250 M\$ avant impôt.

Autre information concernant les coûts d'abandon et de remise en état

Chaque année, la Société effectue un examen de ses frais d'abandon et de remise en état prévus, étant donné qu'ils ont trait à l'exploitation globale de l'entreprise. Les estimations particulières établies à l'égard des frais d'abandon et de remise en état prévus sont fondées sur les renseignements disponibles, conformément à ceux qui sont présumés dans notre planification à long terme. Ces estimations tiennent compte de la nature de tous nos frais d'abandon et de remise en état prévus, lorsque ce renseignement est disponible, à l'égard de nos activités minières, in situ et classiques. Les éléments d'actifs dont la durée utile ne peut être établie ont été exclus des estimations de frais d'abandon et de remise en état de la Société.

Au 31 décembre 2008, Suncor estimait ses frais d'abandon et de remise en état relatifs aux baux de surface, aux puits et aux installations à environ 4,1 G\$ (soit environ 1,3 G\$ actualisés à 10 %). De cette somme, elle a déduit 1 G\$ (environ 24 %) à titre de frais d'abandon au moment d'estimer les produits d'exploitation nets futurs provenant des réserves. Cette somme de 1 G\$ correspond à nos obligations relatives à l'abandon des puits de réserve (activités in situ et classiques).

La Société prévoit engager environ 630 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations en matière de mise hors service au cours des trois prochains exercices.

Horizon fiscal

Nous prévoyons payer des impôts en 2009.

Frais engagés

Le tableau ci-dessous résume les dépenses en immobilisations de la Société liées aux activités relatives aux réserves de celle-ci au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

(en millions de dollars)

Acquisitions de propriétés	-
Exploration	133
Terrains	
Réserves prouvées	-
Réserves non prouvées	19
Total	19
Mise en valeur	2 398
Total des dépenses en immobilisations	22 550

Activités d'exploration et de mise en valeur

Le tableau ci-dessous présente les puits d'exploration et de mise en valeur bruts et nets auxquels la Société a participé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Ce sont les puits liés à nos activités in situ ainsi qu'à nos activités classiques.

	Puits d'exploration		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
CANADA				
Pétrole	-	-	24	24
Gaz naturel	7	5	24	17
Puits secs	7	4	7	5
Autres	-	-	1	-
Total	14	9	56	46

Production estimative

Le tableau ci-dessous présente le volume de la production estimative de la Société au cours de l'exercice se terminant le 31 décembre 2009, conformément à l'estimation des produits d'exploitation nets futurs qui est présentée ci-dessus à la rubrique « Données relatives aux réserves ».

	Pétrole ⁽¹⁾		Gaz naturel		Liquides de gaz naturel	
	Intérêt économique		Intérêt économique		Intérêt économique	
	direct kb/j	Net kb/j	direct Mpi ³ /j	Net Mpi ³ /j	direct kb/j	Net kb/j
Total des réserves prouvées	269	263	199	146	2	2
Total des réserves prouvées et probables	288	281	209	153	3	2

(1) Désigne le pétrole léger et de densité moyenne pour ce qui est de nos réserves classiques et le PBS pour ce qui est de nos réserves minières et in situ.

Production antérieure

Le tableau ci-dessous présente des renseignements sur la production antérieure de la Société, par type de produits, pour chacun des quatre trimestres financiers et, dans l'ensemble, sur la production quotidienne moyenne.

	T1	T2	T3	T4
Pétrole brut synthétique				
Production moyenne (kb/j)	248,00	174,60	245,60	243,80
Prix moyen réalisé (\$/b)	96,16	121,12	116,32	61,53
Redevances (\$/b)	12,50	8,18	11,02	2,41
Frais de production (\$/b)	31,55	50,85	34,00	41,30
Rentrées nettes	52,11	62,09	71,30	17,82

Gaz naturel

Production moyenne (Mpi ³ /j)	209,00	205,00	197,00	195,00
Prix moyen réalisé (\$/kpi ³)	7,30	9,62	9,10	6,90
Redevances (\$/kpi ³)	1,53	2,23	2,35	1,64
Frais de production (\$/kpi ³)	1,27	1,45	1,60	1,21
Rentrées nettes	4,50	5,94	5,15	4,05

Liquides de gaz naturel

Production moyenne (kb/j)	3,30	3,40	2,60	3,10
Prix moyen réalisé (\$/b)	64,14	86,14	96,88	39,31
Redevances (\$/b)	24,64	20,73	24,91	5,32
Frais de production (\$/b)	7,61	8,69	9,63	7,26
Rentrées nettes	31,89	56,72	62,34	26,73

La production quotidienne moyenne provenant des sables bitumineux (exploitation minière et in situ) s'est établie à 22,8 kb/j en 2008 et le volume de production quotidien moyen par type de produits au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 pour ce qui est du gaz classique s'est établi comme suit :

Classique	Exercice terminé le 31 décembre 2008		
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)	Liquides (Mpi ³ e/j)	Total (Mpi ³ e/j)
Contreforts	99	1	100
Nord	65	11	76
Centre de l'Alberta	35	6	41
Autres	3	0	3
Total	202	18	220

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 2008, notre estimation des ressources de pétrole brut synthétique restantes pouvant être récupérées s'établissent comme suit (en millions de barils) :

Ressources restantes pouvant être récupérées au 31 décembre 2008(en millions de barils de PBS)⁽¹⁾

	Minières	In situ	Total
Total des réserves prouvées	1 600	900	2 500
Total des réserves probables	700	1 800	2 500
Total des réserves prouvées et probables	2 300	2 700	5 000
Ressources éventuelles – Meilleure estimation ⁽²⁾⁽³⁾	3 500	6 500	10 000
Ressources restantes pouvant être récupérées (scénario sans risque)⁽⁴⁾	5 800	9 200	15 000

- (1) Les nombres du tableau ci-dessus sont arrondis à la centaine de millions.
- (2) Les ressources éventuelles sont les quantités de pétrole que l'on estime à une date donnée pouvoir éventuellement être récupérées de gisements connus 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. Il n'est pas certain qu'il sera viable sur le plan commercial de produire les ressources éventuelles.
- (3) La meilleure estimation désigne la meilleure estimation de la quantité de ressources 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 établie indépendamment des risques associés à l'atteinte de la production commerciale.
- (4) Les ressources restantes pouvant être récupérées (scénario sans risque) correspondent à la somme arithmétique des réserves prouvées et probables et de la meilleure estimation des ressources éventuelles. Suncor n'a pas quantifié les volumes éventuellement récupérables des gisements non découverts ou de ses concessions de carbonate. Les ressources éventuelles n'ont pas été rajustées en fonction des risques liés à la probabilité de mise en valeur. Il ne s'agit pas d'une estimation des volumes qui peuvent être récupérés. La récupération réelle pourrait être inférieure.

Les ressources restantes pouvant être récupérées se sont établies à 15 500 millions de barils de PBS au 31 décembre 2007. La diminution qui a été observée en 2008 est principalement attribuable au forage et à la modélisation supplémentaires dans le cadre des concessions Audet.

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 in situ 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 ressources.

La Société n'a pas encore mis au point sa stratégie de mise en valeur de ces ressources éventuelles. Pour établir les volumes, on a présumé que Suncor continuerait de traiter et de valoriser essentiellement la totalité de son bitume au moyen des technologies actuelles. Les décisions stratégiques futures au sujet de la possibilité de commercialisation du bitume par rapport à celle du pétrole brut synthétique et la mise en œuvre de nouvelles technologies de valorisation pourraient influencer sur la récupération réelle et le type de produits issus des ressources éventuelles.

SITUATION DANS LE SECTEUR

Le secteur pétrolier et gazier est assujéti à de nombreux contrôles et règlements régissant son exploitation (y compris le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) imposés par les lois adoptées par divers ordres de gouvernement et, quant à l'exportation et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, au moyen de conventions conclues entre les gouvernements du Canada et de l'Alberta, entre autres, que les investisseurs du secteur pétrolier et gazier devraient évaluer soigneusement. Il n'est pas prévu que ces contrôles et règlements auront sur l'exploitation de la Société un effet sensiblement différent de celui qu'ils ont sur les autres sociétés pétrolières et gazières

d'envergure similaire. Toutes les lois actuelles sont du domaine public et la Société n'est actuellement pas en mesure de prévoir quelles autres lois ou modifications législatives pourraient être adoptées. Le texte qui suit présente certains des aspects principaux des lois, des règlements et des conventions qui régissent le secteur pétrolier et gazier.

Établissement des prix et commercialisation – Pétrole et gaz naturel

Les producteurs de pétrole ont le droit de négocier des contrats de vente directement avec les acheteurs, de sorte que le prix du pétrole est déterminé par le marché. Ce prix est fondé principalement sur l'offre et la demande mondiales. Il est en partie tributaire de la qualité du pétrole, du prix du pétrole de producteurs concurrents, de la distance par rapport au marché, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et d'autres modalités contractuelles. Les exportateurs de pétrole peuvent également conclure des contrats d'exportation d'une durée maximale de un an, dans le cas du pétrole brut léger, et de deux ans dans le cas du pétrole brut lourd, à la condition qu'une ordonnance approuvant cette opération ait été obtenue de l'Office national de l'énergie (l'« ONE ») du Canada. L'exportation de pétrole aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) exige que l'exportateur obtienne un permis d'exportation de l'ONE, et la délivrance d'un tel permis nécessite une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil.

Le prix du gaz naturel est également fixé par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Le gaz naturel exporté du Canada est assujéti à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier le prix et d'autres modalités avec les acheteurs, à la condition que les contrats d'exportation continuent de respecter certains autres critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel (autres que le propane, le butane et l'éthane) doivent être faites aux termes d'une ordonnance de l'ONE si leur durée est inférieure à deux ans ou s'échelonne entre deux et vingt ans (pour des quantités ne dépassant pas 30 000 m³/j). Pour exporter du gaz naturel aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) ou pour exporter des quantités plus grandes, l'exportateur doit obtenir un permis d'exportation de l'ONE et la délivrance d'un tel permis nécessite une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil.

Le gouvernement de l'Alberta règle également le volume de gaz naturel qui peut être extrait de son territoire à des fins d'utilisation à l'extérieur de celui-ci d'après certains facteurs tels que la disponibilité des réserves, les modalités de transport et certaines questions relatives au marché.

Capacité pipelinière

Bien que des travaux de prolongement des pipelines soient en cours, il peut à l'occasion y avoir contingentement de la capacité sur les réseaux de pipelines interprovinciaux en raison de problèmes de pipeline et en aval susceptibles de limiter la capacité de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de l'Ouest du Canada.

Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») conclu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis d'Amérique et du Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. Il reprend la plupart des modalités importantes ayant trait aux ressources énergétiques qui figurent dans l'Accord de libre-échange conclu entre le Canada et les États-Unis, qui est en place depuis octobre 1988. Le Canada demeure libre de déterminer s'il y a lieu d'autoriser

l'exportation de ressources énergétiques aux États-Unis ou au Mexique, à la condition que les restrictions à l'exportation n'aient pas pour effet (i) de diminuer la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à la consommation intérieure (calculée d'après la proportion prévalant au cours de la période de 36 mois la plus récente), (ii) d'imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur, sous réserve d'une exception en ce qui a trait à certaines mesures qui limitent uniquement le volume des exportations et (iii) de perturber les réseaux d'approvisionnement habituels. En vertu de l'ALENA, il est interdit aux trois pays d'imposer des exigences minimales ou maximales en matière de prix à l'exportation ou à l'importation; toutefois, dans le cas du prix à l'exportation, de telles exigences ne s'appliquent pas lorsque toute autre forme de restrictions quantitatives est interdite et, dans le cas du prix à l'importation, elles ne s'appliquent pas à la mise en application d'ordonnances et d'engagements en matière de droits compensateurs et antidumping.

L'ALENA prévoit la réduction des mesures de restriction du commerce imposées par le Mexique dans le secteur de l'énergie d'ici 2010 et interdit l'imposition de restrictions frontalières et de taxes à l'exportation discriminatoires. Il prévoit également que les organismes de réglementation devront recevoir des directives plus claires qui feront en sorte que les changements d'ordre réglementaire seront mis en application de façon équitable et réduiront au minimum toute perturbation des ententes contractuelles et toute ingérence indue dans le cadre des ententes en matière de prix, de commercialisation et de distribution, ce qui est important pour les exportateurs canadiens de gaz naturel. L'ALENA pourrait être renégocié et, dans ce contexte, il n'est pas garanti que ses parties n'imposeront pas en matière de prix de restrictions importantes au commerce touchant les produits pétroliers et gaziers de la Société.

Redevances et mesures incitatives

Contexte

Outre les règlements fédéraux, chaque province a des lois et des règlements qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres questions. Le régime des redevances influe considérablement sur la rentabilité de la production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel, de soufre et de gaz naturel. Les redevances à payer sur la production tirée de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire minier et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les redevances à la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et correspondent habituellement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles repose généralement en partie sur les prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le gisement a été découvert, la méthode de récupération, la profondeur des puits et le type ou la qualité du produit pétrolier. D'autres redevances et droits similaires à des redevances sont à l'occasion retranchés de la participation du propriétaire de l'intérêt économique direct dans le cadre d'opérations privées. On les appelle souvent redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes, participations au bénéfice net ou intérêts passifs nets.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent à l'occasion des programmes incitatifs destinés à susciter l'exploration et la mise en valeur. Ces programmes offrent souvent des réductions ou des exonérations temporaires de redevances et des crédits d'impôt et sont généralement implantés lorsque le prix des produits de base est bas. Ces programmes sont destinés à stimuler les activités d'exploration et de mise en valeur en améliorant le bénéfice et les rentrées de fonds au sein du secteur. Les exonérations temporaires et les réductions de redevances réduiraient le montant des redevances destinées à la Couronne versées aux

gouvernements provinciaux par les producteurs de pétrole et de gaz et augmenteraient le bénéfice net et les fonds provenant de l'exploitation de ces producteurs. Toutefois, au cours des dernières années, les gouvernements provinciaux ont révisé ces programmes incitatifs et les cadres de redevances, de sorte que le montant des redevances qui est payable en fin de compte a généralement augmenté.

Le taux de l'impôt fédéral canadien des sociétés prélevé sur les revenus imposables s'établit à 22,1 % en date du 1^{er} janvier 2007 pour le revenu provenant d'une entreprise exploitée activement, y compris un revenu provenant de ressources. Avec l'élimination de la surtaxe des sociétés en date du 1^{er} janvier 2008 et d'autres réductions présentées dans l'énoncé économique d'octobre 2007, le taux de l'impôt sur le revenu fédéral des sociétés diminuera pour passer à 15 % en cinq étapes, soit 19,5 % le 1^{er} janvier 2008, 19 % le 1^{er} janvier 2009, 18 % le 1^{er} janvier 2010, 16,5 % le 1^{er} janvier 2011 et 15 % en janvier 2012.

Alberta

En Alberta, les sociétés obtiennent le droit d'explorer, de produire et de mettre en valeur les ressources pétrolières et gazières en échange de redevances, de primes sur les droits miniers et de loyers. Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a publié un rapport intitulé « *The New Royalty Framework* » (le « nouveau régime de redevances »), qui contient les propositions du gouvernement en vue du nouveau régime de redevances de l'Alberta et a été suivi de la *Mines and Minerals (New Royalty Framework) Amendment Act, 2008*, qui a reçu la sanction royale le 2 décembre 2008. Le nouveau régime de redevances et la nouvelle loi applicable sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Avant le nouveau régime de redevances, la somme des redevances à l'égard du pétrole classique qui était exigible était influencée par la production, la densité et l'âge du pétrole (le « régime générique »). Initialement, le pétrole était classé comme « pétrole nouveau » ou « pétrole ancien » selon le moment où les gisements avaient été découverts. Si la découverte avait eu lieu avant le 31 mars 1974, le pétrole était considéré comme du pétrole ancien, et si elle avait eu lieu après le 31 mars 1974, mais avant le 1^{er} septembre 1992, il était considéré comme du pétrole nouveau. En 1992, le gouvernement de l'Alberta a mis en place une redevance relative au pétrole de découverte récente (*Third Tier Royalty*) comportant un taux de base de 10 % et un taux plafond de 25 % à l'égard des gisements de pétrole découverts après le 1^{er} septembre 1992. La redevance destinée à la Couronne s'appliquant au nouveau pétrole comporte un taux de base de 10 % et un taux plafond de 30 %. La redevance destinée à la Couronne s'appliquant au pétrole ancien comporte un taux de base de 10 % et un taux plafond de 35 %. Le nouveau régime de redevances élimine cette classification et établit de nouveaux taux de redevances s'appliquant au pétrole classique, au gaz naturel classique et aux sables bitumineux. Les nouveaux taux de redevances s'appliquant au pétrole classique sont établis au moyen d'une seule formule fonctionnant selon une échelle mobile qui s'applique mensuellement et qui fait augmenter l'ancienne redevance, qui était de 30 à 35 % et qui s'appliquait au pétrole nouveau et au pétrole ancien, jusqu'à concurrence de 50 % avec des taux plafonds une fois que le prix du pétrole classique atteindra 120 \$ CA le baril. Cette formule fonctionnant selon une échelle mobile comprend dans son calcul le prix du pétrole et la production du puits.

Pour ce qui est du gaz naturel et à l'instar du régime s'appliquant au pétrole classique, les redevances énoncées dans le nouveau régime de redevances sont établies au moyen d'une seule formule fonctionnant selon une échelle mobile allant de 5 % à 50 %, avec un taux plafond une fois que le prix du gaz naturel atteindra 16,59 \$ CA/gigajoule. Le taux établi par le nouveau régime de redevances est fondé sur la profondeur du puits, le débit de production, le prix du gaz et la qualité du gaz. Avant le nouveau régime de redevances, la redevance versée à la Couronne à l'égard de la production de gaz naturel, sous réserve de diverses mesures

incitatives, atteignait 30 % dans le cas de gaz naturel nouveau et jusqu'à 35 % dans le cas de gaz naturel ancien, selon un prix de référence prescrit ou d'entreprise moyen. En réaction à la chute du prix des produits de base qui a été observée au cours du deuxième semestre de 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le 19 novembre 2008 l'établissement d'un programme de redevances transitoire échelonné sur cinq ans afin de promouvoir les nouveaux forages, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Dans le cadre de ce nouveau programme, les sociétés qui forent de nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique (d'une profondeur allant de 1 000 à 3 500 mètres) recevront une option unique, à raison de un puits à la fois, leur permettant d'adopter soit les nouveaux taux de redevances transitoires ou ceux établis dans le nouveau régime de redevances. Pour être admissibles à ce programme, les puits doivent être forés pendant la période allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013. Après cette période, tous les nouveaux puits forés seront automatiquement assujettis au nouveau régime de redevances.

Les projets de sables bitumineux sont maintenant assujettis au nouveau régime de redevances et réglementés, entre autres choses, par le *Oil Sands Royalty Regulation, 2009* approuvé par le gouvernement de l'Alberta le 10 décembre 2008. Les redevances s'appliquant à notre projet in situ de Firebag actuel étaient établies d'après le régime générique de 1997 jusqu'à la fin de 2008 et évaluées selon la valeur du bitume. En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a adopté le nouveau régime de redevances, qui a augmenté le taux de redevances établi par le régime générique de 1997 en adoptant une redevance fonctionnant selon une échelle mobile de 25 % à 40 % de R-C, sous réserve d'une redevance minimale de 1 % à 9 % de R, selon le prix du pétrole. Dans les deux cas, l'échelle mobile se déplace en fonction des augmentations du prix WTI, pourvu que celui-ci se situe entre 55,00 \$ CA/b et le taux maximal du prix WTI, soit de 120,00 \$ CA/b. La redevance s'appliquant à l'extraction des sables bitumineux et aux activités de valorisation connexes est modifiée par des conventions conclues avec la Couronne et établies d'après la redevance R-C, sous réserve d'une redevance minimale s'établissant comme suit : a) en fonction de la valeur des produits valorisés jusqu'au 31 décembre 2008 avec des taux à 25 % de R-C, sous réserve d'une redevance minimale de 1 % de R, b) depuis le 1^{er} janvier 2009, une redevance fondée sur le bitume s'applique si Suncor exerce son option de transiter vers le régime générique fondé sur le bitume. Le taux de redevances demeurera à 25 % de R-C, sous réserve d'une redevance minimale de 1 % de R, mais s'appliquera à un facteur R-C révisé, où R sera fondé sur la valeur du bitume et C exclurait essentiellement tous les frais de valorisation; c) du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2015, conformément à la convention modifiant la redevance que nous avons conclue avec le gouvernement de l'Alberta en janvier 2008, les taux du nouveau régime de redevances dont il est question ci-dessus s'appliqueront à la redevance à l'égard du bitume aux niveaux de production actuels, sous réserve d'un plafond de 30 % de R-C et d'une redevance minimale de 1 à 1,2 % de R. En outre, la convention modifiant la redevance de Suncor confère à Suncor un degré de certitude à l'égard de diverses questions, y compris la méthodologie d'évaluation du bitume, les frais admissibles, les redevances en nature et certaines taxes; d) en 2016 et par la suite, le taux de redevances relatif à la totalité de nos activités d'exploitation des sables bitumineux, de nos activités de base et de notre projet in situ de Firebag sera le taux prescrit par le nouveau régime de redevances sauf si celui-ci est modifié ou remplacé avant cette date.

Le 10 avril 2008, le gouvernement de l'Alberta a dévoilé deux nouveaux programmes de redevances afin de stimuler la mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz profonds, qui sont ceux-ci : a) un programme pétrolier sur cinq ans s'appliquant aux puits d'exploration plus profonds que 2 000 mètres, qui permettra de rajuster les redevances afin de compenser les frais de forage plus élevés et constituera une mesure incitative plus importante pour les producteurs afin de leur permettre de continuer d'explorer de nouvelles zones pétrolières plus

profondes (ces puits de pétrole seront admissibles à une compensation des redevances pouvant aller jusqu'à 1 M\$ ou douze mois, selon la première éventualité); b) un programme de forage en profondeur du gaz naturel échelonné sur cinq ans, qui remplacera le programme existant afin d'encourager la continuation de l'exploration de gaz en profondeur pour les puits plus profonds que 2 500 mètres (le programme créera une échelle mobile de crédits de redevances s'appliquant selon la profondeur qui pourra atteindre 3 750 \$ par mètre). Ces nouveaux programmes seront mis en œuvre simultanément au nouveau régime de redevances.

Les règlements adoptés en vertu de la *Mines and Mineral Act* (Alberta) prévoyaient diverses mesures incitatives en vue de favoriser l'exploration et la mise en valeur de réserves de pétrole en Alberta. Toutefois, le gouvernement de l'Alberta a annoncé en août 2006 que quatre programmes de redevances seraient être modifiés, qu'un nouveau programme serait lancé et que les programmes relatifs aux crédits d'impôt de l'Alberta au titre des redevances (le « CIAR ») serait aboli en date du 1^{er} janvier 2007. Les programmes touchés par cette annonce sont les suivants : (i) l'exonération temporaire des redevances sur le gaz en profondeur; (ii) la réduction des redevances sur les puits à faible productivité; (iii) l'exonération des redevances sur les puits remis en production et (iv) la réduction des redevances sur la rentrée horizontale. Le nouveau programme qui a été adopté est le programme des technologies énergétiques innovatrices (*Innovative Energy Technologies Program*) (le « PTEI »), qui a pour objet de promouvoir les investissements des producteurs dans la recherche, la technologie et l'innovation afin d'accroître la production de l'environnement tout en créant une valeur commerciale. Le PTEI prévoit des réductions de redevances dont on présume qu'elles réduiront le risque financier. C'est au ministère de l'Énergie de l'Alberta qu'il appartient d'établir les projets admissibles et l'ampleur du soutien qu'il leur fournira. L'échéance de la dernière période de demande dans le cadre du PTEI était le 20 septembre 2008. Les candidats retenus à l'issue des deux premières périodes ont été annoncés et ceux de la troisième période devraient être annoncés au cours du premier semestre de 2009. Les renseignements d'ordre technique recueillis dans le cadre de ce programme doivent être rendus publics après l'expiration d'une période de confidentialité de deux ans.

Le nouveau régime de redevances comporte une politique de réversion des droits relatifs aux faibles profondeurs. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué qu'il allait mettre en œuvre cette politique afin de maximiser la mise en valeur des ressources non mises en valeur actuelles dans le cadre de son objectif, qui consiste à maximiser la récupération des ressources gazières connues tout en augmentant les recettes sous forme de redevances. L'objectif annoncé de la politique consiste à faire en sorte que les droits miniers sur les formations géologiques de gaz peu profondes qui ne sont pas mises en valeur reviennent au gouvernement et puissent être revendues et, dans le cas des puits peu profonds non productifs, de mettre fin aux droits sur les zones peu profondes et stimuler la production des zones de formation montantes. En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a promulgué une modification à la *Mines and Minerals Act* (Alberta) à l'égard de la réversion des droits relatifs aux faibles profondeurs. Cette modification touche les concessions octroyées après le 1^{er} janvier 2009 et s'applique progressivement dans le cas des concessions conclues avant cette date.

Régime foncier

Le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans l'Ouest canadien appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de concessions, de licences et de permis d'une durée variable d'au moins deux ans, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel se trouvant dans ces provinces peuvent aussi appartenir au secteur

privé et les droits d'exploration et de production de pétrole et de gaz sont habituellement accordés aux termes de concessions selon des modalités négociées.

Réglementation environnementale

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement assujéti à la réglementation environnementale en vertu de diverses lois fédérales et provinciales. Ces lois limitent ou interdisent le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier. En outre, elles exigent que l'emplacement des puits et des installations soit abandonné et remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. La conformité à ces lois peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et autorisations nécessaires, une responsabilité civile quant aux dommages dus à la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions rigoureuses.

En Alberta, les lois environnementales ont été refondues dans l'*Environmental Protection and Enhancement Act* (Alberta) (l'« EPEA »), qui est entrée en vigueur le 1^{er} septembre 1993, et dans l'*Oil and Gas Conservation Act* (Alberta) (l'« OGCA »). L'EPEA et l'OGCA imposent des normes environnementales plus strictes et prévoient des obligations plus rigoureuses en matière de conformité, de présentation de l'information et de surveillance et des sanctions beaucoup plus sévères. En 2006, le gouvernement de l'Alberta a adopté un règlement en vertu de l'EPEA ciblant expressément les émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote provenant des activités industrielles, y compris le secteur pétrolier et gazier.

En 2007, le gouvernement de l'Alberta a déposé la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (Alberta), qui plafonne l'intensité des émissions (émissions par unité de production) des installations émettant plus de 100 000 tonnes d'équivalents de dioxyde de carbone par année. Les activités liées aux sables bitumineux de Suncor sont assujétiées à cette loi. La loi prévoit une réduction de l'intensité des émissions de 12 % à compter du 1^{er} juillet 2007.

Conformément à cette nouvelle loi, Suncor a déposé des demandes en décembre 2007 afin d'établir les intensités de base de ses installations de transformation des sables bitumineux. En mars 2009, elle devra déposer des rapports de conformité indiquant les gestes qu'elle a posés au cours de l'exercice afin de compenser les intensités. Les options de conformité qui s'offrent à Suncor comprennent la réduction des émissions, l'utilisation de projets de compensation ou la contribution à un fonds de gestion des émissions gouvernemental visant à lutter contre les changements climatiques.

Au cours de la période de conformité allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008, on estime que les frais liés à la conformité pour Suncor s'établissent entre 7 M\$ et 8 M\$. Les frais définitifs seront indiqués dans le rapport de conformité de mars 2009 que la Société déposera auprès de la province.

Les stades auxquels en sont rendues la réglementation et la législation que le gouvernement fédéral américain 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.

Le 26 avril 2007, le gouvernement fédéral a publié son *Plan d'action pour réduire les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique* (le « plan d'action »), aussi appelé écoACTION, qui comprend la réglementation qui encadre les émissions atmosphériques. Ce plan d'action vise

non seulement les grandes industries, mais réglemente la consommation de carburants des véhicules et renforce les normes énergétiques applicables à un certain nombre de produits consommateurs d'énergie.

Le gouvernement du Canada et la province d'Alberta ont publié, le 31 janvier 2008, le rapport final du Groupe de travail écoENERGIE sur le captage et le stockage du carbone, qui recommande notamment (i) d'inclure le captage et le stockage du carbone dans la réglementation contre la pollution atmosphérique canadienne, (ii) d'affecter des sommes supplémentaires à des projets au moyen d'un processus de demandes de propositions et (iii) d'axer les activités de recherche de manière à abaisser le coût de la technologie.

Le 10 mars 2008, le gouvernement du Canada a publié le plan intitulé *Prendre le virage – Mesures concrètes pour lutter contre les changements climatiques* (le « plan d'action révisé »), qui prévoit des lignes directrices supplémentaires en ce qui a trait au plan du gouvernement qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20 % d'ici 2020 et de 60 % à 70 % d'ici 2050.

L'incidence financière de ces propositions dépendra des détails de la législation définitive. À la suite de l'adoption du plan révisé, le gouvernement fédéral canadien s'est engagé à mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange nord-américain avec les États-Unis et, par conséquent, il n'est pas certain à l'heure actuelle que le plan d'action révisé sera mis en œuvre, ni qu'il le sera tel qu'il a été proposé.

Le plan d'action révisé vise principalement les émissions industrielles provenant de certains secteurs précis, notamment les secteurs des sables bitumineux, du pétrole et du gaz et du raffinage. Le plan d'action révisé propose d'établir une bourse du carbone, y compris un système de crédits compensatoires, afin d'offrir des mesures incitatives à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'établir un prix du marché pour le carbone. Dans le cas des sables bitumineux, la norme s'appliquera pour chaque procédé : les usines de traitement des sables bitumineux construites en 2012 ou ultérieurement, celles qui utilisent des hydrocarbures plus lourds, les installations de valorisation et les usines de production in situ devront observer des normes obligatoires en 2018 qui seront fondées sur le captage et le stockage du carbone.

Le plan d'action révisé ne s'appliquera qu'aux installations qui excèdent le seuil minimal annuel d'émissions : (i) 50 000 tonnes métriques d'émissions d'équivalent CO₂ par année pour les gazoducs, (ii) 3 000 tonnes métriques d'émissions d'équivalent CO₂ pour les installations de pétrole et de gaz d'amont et (iii) 10 000 bep/j par entreprise. Ces seuils proposés sont beaucoup plus sévères que le seuil réglementaire actuel de l'Alberta, soit 100 000 tonnes métriques d'émissions d'équivalent CO₂ par année par installation.

Dans le cadre du plan d'action révisé, quatre mécanismes de conformité distincts sont prévus relativement aux cibles ci-dessus : les contributions au fonds technologique, les crédits compensatoires, les crédits du mécanisme pour un développement propre et les crédits pour des mesures d'action précoce. Le mécanisme de conformité le plus important, du moins initialement, sera le fonds technologique, auquel les entreprises réglementées pourront contribuer afin de se conformer aux réductions de l'intensité des émissions. Le taux de contribution augmentera au fil du temps, passant de 15 \$ la tonne métrique pour la période de 2010 à 2012 à 20 \$ la tonne métrique en 2013 et augmentant par la suite en fonction de la croissance nominale du produit intérieur brut. La limite des contributions passera en conséquence de 70 % en 2010 à 0 % en 2018. Les contributions versées au fonds technologique seront investies dans des projets de technologie de réduction des émissions de

gaz à effet de serre. Sinon, les entreprises réglementées seront admissibles à des crédits pour des investissements dans des projets de transformation et de grande ampleur au même taux de contribution et selon des exigences similaires à celles qui sont mentionnées ci-dessus.

Le système de crédits compensatoires proposé vise à encourager les réductions des émissions provenant d'activités non réglementées, permettant ainsi aux entreprises non réglementées de participer aux activités de réduction des émissions et d'en bénéficier. Afin de se voir attribuer des crédits compensatoires, les promoteurs de projets doivent proposer et faire approuver des activités de réduction des émissions qui seront vérifiées avant l'octroi des crédits demandés. Ces crédits pourront par la suite être vendus à des entreprises réglementées, qui pourront les utiliser pour se conformer à la réglementation ou à des acheteurs non réglementés qui veulent soit annuler les crédits compensatoires, soit accumuler ceux-ci pour pouvoir les utiliser ou les vendre ultérieurement.

Aux termes du plan d'action révisé, les entreprises réglementées pourront également acheter des crédits attribués dans le cadre du mécanisme pour un développement propre du protocole. L'achat de ces crédits aux fins de la réduction des émissions se limitera à 10 % de l'obligation réglementaire de chaque entreprise; une autre restriction fera en sorte que les crédits liés aux projets de puits forestiers ne pourront être utilisés à des fins de conformité à la réglementation canadienne.

Il subsiste de l'incertitude quant au résultat et aux incidences des lois et des règlements en matière de changements climatiques et d'environnement (qu'ils soient actuellement en vigueur ou qu'ils soient proposés, comme il est décrit dans les présentes, ou qu'il s'agisse de lois et de règlements futurs); il est actuellement impossible de prédire la nature de ces exigences ou l'incidence que celles-ci auront sur la Société ainsi que sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de celle-ci. Nous continuons de travailler activement afin de réduire notre impact sur l'environnement, y compris en prenant des mesures afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre, en investissant dans les formes d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne et les biocarburants, en avançant la remise en état des terrains, en installant du nouveau matériel de réduction des émissions et en saisissant d'autres occasions, comme le captage et le stockage du carbone.

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 notre entreprise. Ce processus comporte un vaste examen des risques à l'échelle de l'entité. Nous effectuons l'examen interne tous les ans pour nous assurer que tous les risques importants ont été cernés et gérés convenablement.

1) Risques opérationnels – risques qui influent *directement* sur notre capacité de poursuivre les activités normales au sein de nos unités d'exploitation.

Dangers liés à l'exploitation et autres incertitudes. Chacune de nos trois principales unités d'exploitation, soit l'unité des sables bitumineux, l'unité du gaz naturel et l'unité de raffinage et de commercialisation, exige des investissements considérables et comporte par conséquent

des risques et des occasions économiques. 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 liés 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 constituants. 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 du gaz naturel, notamment tous les risques qui sont normalement liés au forage de puits de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de ces terrains, y compris la découverte de formations ou de pressions 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 assujetti 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-services, y compris la perte de produits, les ralentissements en raison de défauts de l'équipement, de l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, ou d'autres incidents.

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

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

Grands projets. Il existe certains risques liés à l'exécution de nos grands projets. 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, les risques liés au redémarrage de projets mis en veille, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations et l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des attentes du public relativement à l'effet de la mise en valeur des sables bitumineux sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein de notre 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 pertes qui pourraient découler de la concrétisation de l'un ou l'autre de ces risques pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Assurance. Notre participation à l'exploration et à la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières pourrait nous exposer à des poursuites pour pollution, éruptions, dommages à la propriété, blessures corporelles ou autres. Bien que nous appliquions 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 notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. 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.

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.

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 irrégulière.

2) Risques — Risques financiers ayant une incidence directe sur notre entreprise et notre situation financière.

Marchés financiers. Les événements survenus récemment sur les marchés financiers et la situation de ceux-ci, y compris la perturbation des marchés du crédit internationaux et d'autres systèmes financiers et la détérioration de la conjoncture économique mondiale, ont engendrés une volatilité importante du prix des marchandises et du taux auquel nous sommes en mesure d'emprunter des fonds afin de financer nos programmes d'immobilisations. Cette situation s'est

détériorée en 2008 et se poursuit en 2009, causant une perte de confiance dans les marchés du crédit et financiers canadiens, américains et mondiaux, ce qui se traduit par l'effondrement de banques, d'institutions financières et d'assureurs d'envergure et par des interventions gouvernementales à leur égard. Cela provoque l'augmentation de la volatilité, la diminution des liquidités, l'élargissement des écarts de crédit, le manque de transparence relativement aux prix, l'augmentation des pertes de crédit et l'imposition de modalités de crédit plus sévères, y compris des taux d'emprunt plus élevés. Malgré les diverses mesures prises par les gouvernements à travers le monde, les préoccupations au sujet de la situation générale des marchés financiers, des instruments financiers, des banques, des courtiers en valeurs mobilières, des assureurs et des autres institutions financières ont fait en sorte que les marchés du crédit plus importants se sont détériorés davantage et les bourses ont fléchi de manière importante. Ces facteurs ont eu un effet négatif sur la note de crédit de la Société et influenceront sur le rendement de l'économie mondiale à l'avenir.

En conséquence de cette situation économique mondiale affaiblie, la Société, ainsi que toutes les autres entités pétrolières et gazières, auront un accès restreint aux capitaux et leurs coûts d'emprunt seront plus importants. Même si notre entreprise et notre actif n'ont pas changé, la capacité de prêts de toutes les institutions financières a diminué et les primes de risques ont augmenté. Étant donné que les dépenses en immobilisations futures seront financées à même les rentrées nettes provenant de l'exploitation, les emprunts et les émissions d'actions futures possibles, notre capacité de le faire sera tributaire, entre autres facteurs, de l'état global des marchés financiers et de l'appétit des investisseurs pour les investissements dans le secteur énergétique en général et dans nos titres en particulier.

Dans la mesure où les sources externes de capitaux deviennent limitées ou inaccessibles, ou accessibles selon des modalités onéreuses, notre pouvoir d'effectuer des dépenses en immobilisations et d'entretenir les propriétés existantes pourrait être réduit, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Au 31 décembre 2008, nous disposons d'un crédit inutilisé d'environ 3,0 G\$ aux termes de nos facilités de crédit bancaires. En nous appuyant sur les fonds actuellement disponibles et les rentrées nettes provenant de l'exploitation prévues, nous estimons que nous avons suffisamment de fonds pour financer nos dépenses en immobilisations actuellement projetées en 2009. Toutefois, si les rentrées nettes provenant de l'exploitation étaient inférieures à ce qui est prévu ou si les dépenses en immobilisations de 2009 excédaient les estimations actuelles, ou encore si nous devons engager des frais imprévus liés à la mise en valeur ou à l'entretien de nos propriétés existantes, nous pourrions être tenus de chercher des capitaux supplémentaires afin de maintenir nos dépenses en immobilisations aux niveaux prévus et cela pourrait avoir un effet défavorable sur nos notes de crédit. Le fait de ne pas pouvoir obtenir le financement nécessaire à nos plans de dépenses en immobilisations pourrait se traduire par un retard dans le développement prévu de la production provenant de notre exploitation. Cela pourrait à son tour avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Émission de titres d'emprunt. Nous pouvons à l'occasion financer nos dépenses en immobilisations en totalité ou en partie en émettant des titres d'emprunt, ce qui peut faire en sorte que notre endettement devienne supérieur aux normes du secteur, comparativement à des sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Selon les plans d'expansion future, nous pourrions avoir besoin de financement par emprunt qui pourrait ne pas être accessible ou qui pourrait ne pas l'être selon des modalités favorables. Ni les statuts, ni le règlement de la Société ne limitent le montant de la dette que celle-ci peut contracter. Le niveau de notre endettement pourrait nuire à notre pouvoir d'obtenir du financement supplémentaire en temps

opportun afin de saisir les occasions d'affaires qui pourraient se présenter et cela pourrait avoir un effet négatif sur nos notes de crédit. Cela pourrait à son tour avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Clauses restrictives. Nous disposons actuellement une facilité de crédit consortiale de 3,75 G\$ conclue avec 16 banques expirant en 2013 ainsi qu'une facilité de crédit bilatérale de 480 M\$ expirant en 2009. Nous sommes tenus de nous conformer à des engagements financiers et en matière d'exploitation aux termes de ces facilités de crédit. Nous examinons régulièrement ces engagements à la lumière des résultats réels et prévus et avons le pouvoir d'effectuer des changements à nos plans d'expansion ou à notre politique à l'égard des dividendes afin de nous conformer aux engagements pris aux termes des facilités de crédit. Si nous ne nous conformons pas à ces engagements, notre accès aux capitaux pourrait être restreint ou un remboursement pourrait être requis, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. En outre, si nous étions incapables de refinancer nos facilités de crédit à l'expiration de celles-ci, ou de les refinancer selon des modalités favorables, ou si des restrictions nous étaient imposées à l'égard de nos emprunts sur ces facilités en raison de la violation d'un engagement ou d'une autre manière, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Couverture. Nous pouvons conclure à l'occasion des conventions nous permettant de réaliser un prix fixe à l'égard de notre production pétrolière et gazière afin de compenser le risque de perte de revenus si le prix des produits de base diminue. Toutefois, si le prix des produits de base augmente au-delà du seuil établi dans ces conventions, nous ne bénéficierons pas de cette augmentation et nous pourrions avoir à verser des redevances sur ce prix plus élevé même si nous ne l'avons pas réalisé, compte tenu de ces conventions. De même, nous pouvons à l'occasion conclure des conventions afin de fixer le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain afin de compenser le risque de perte de revenus au cas où le dollar canadien s'apprécierait par rapport au dollar américain. Toutefois, si le dollar canadien se dépréciait par rapport au dollar américain, nous ne bénéficierions pas de la fluctuation du taux de change.

Incertitude quant aux estimations des réserves et des ressources. Les estimations des réserves des unités des sables bitumineux et du gaz naturel 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 et des rentrées nettes futures provenant de ces éléments d'actif 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, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, 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. Ces estimations 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 des

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.

Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, notre évaluateur de réserves indépendant a eu recours à des prix et coûts prévisionnels au moment d'estimer les réserves et les rentrées nettes futures, comme il est résumé dans les présentes. D'autres facteurs influenceront les rentrées nettes futures réelles, comme le niveau de production réel, l'offre et la demande relatives au pétrole et au gaz naturel, les fléchissements ou les augmentations de la consommation des acheteurs de pétrole et de gaz naturel, l'évolution de la réglementation gouvernementale ou de la taxation et l'effet de l'inflation et d'autres facteurs sur les coûts.

Les rentrées nettes provenant de la production réelles découlent de nos réserves de pétrole et de gaz et varient par rapport aux estimations qui sont présentées dans l'évaluation des réserves, et l'écart pourrait être important. L'évaluation des réserves est fondée en partie sur le succès présumé d'activités que nous prévoyons entreprendre au cours des prochaines années. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs qui en découlent, qui sont présentés dans l'évaluation des réserves, seront réduits dans la mesure où ces activités n'atteignent pas ce degré de succès présumé. L'évaluation des réserves est arrêtée à une date particulière et n'a pas été mise à jour et, par conséquent, ne reflète pas l'évolution de nos réserves depuis cette date.

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 produits de base 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 ont diminué considérablement au cours des six derniers mois. Étant donné le ralentissement économique mondial actuel, nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues à l'égard des prix du pétrole brut et du gaz naturel. Les prix pourraient demeurer bas à court terme et par la suite. 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 important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Un élément clé de notre stratégie d'entreprise est de cibler la production de 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 liées aux sables bitumineux, 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.

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 encore ou demeurent bas, la valeur comptable de notre actif pourrait faire l'objet de révisions à la baisse, et cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre bénéfice.

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, le diesel et l'asphalte. La volatilité des marges dépend entre autres choses 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 », qui précède) 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 notre unité de raffinage et de commercialisation qui pourraient en subir l'effet défavorable important.

Activités de commerce de l'énergie. La nature des activités de commerce de l'énergie crée une exposition à des risques financiers importants. 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 cocontractants en raison de la conjoncture du marché ou autre 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 cocontractant au moment prévu; le risque que le cocontractant 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, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Fluctuations des taux de change. Nos états financiers consolidés 2008 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. 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. Si cette fluctuation est défavorable, cela pourrait avoir

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

Dividendes. Le versement à l'avenir de dividendes sur nos actions ordinaires sera tributaire, entre autres choses, de notre situation financière, de nos résultats d'exploitation, de nos flux de trésorerie, de la nécessité d'obtenir des fonds afin de financer les activités courantes, des clauses restrictives et d'autres questions d'affaires que le conseil d'administration de la Société pourrait considérer comme pertinentes. Il n'est pas garanti que nous continuerons de verser des dividendes à l'avenir.

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 gérer le risque posé par notre exposition aux taux d'intérêt, nous concluons à l'occasion des contrats de swap de taux d'intérêt et de change pour fixer le taux d'intérêt sur un emprunt à taux variable ou pour faire varier le taux d'intérêt d'un emprunt à taux fixe.

3) Risques juridiques et réglementaires – risques qui influent sur notre capacité de nous conformer aux obligations légales et réglementaires.

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 grands projets 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. Voir « Situation dans le secteur – Réglementation environnementale » dans la présente notice annuelle.

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

- les effets régionaux cumulatifs possibles de la mise en valeur des sables bitumineux;
- la fabrication, l'importation, l'entreposage, le traitement et l'élimination des déchets et des substances industriels ou dangereux;
- le besoin de réduire ou de stabiliser diverses émissions dans l'atmosphère;
- les prélèvements d'eau et les rejets dans l'eau;
- les questions portant sur la remise en état et la restauration des terrains et la protection de l'habitat des espèces sauvages;

- l'essence reformulée pour abaisser les émissions des véhicules;
- la mise en œuvre aux États-Unis de règlements ou de politiques visant à limiter les achats de pétrole au pétrole classique, ou le calcul et la réglementation, par un État américain ou par le gouvernement fédéral américain, de la teneur en carbone du carburant pendant la vie utile de ce dernier.

Des modifications à la réglementation environnementale pourraient avoir un effet défavorable important 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 licences et de permis importants, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Le Canada est l'un des signataires de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et a ratifié le protocole de Kyoto, qui a été établi afin de fixer des cibles obligatoires de réduction des émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde nitreux et d'autres « gaz à effet de serre » dans tout le pays. Nos installations d'exploration et de production et nos autres activités émettent des gaz à effet de serre; nous serons donc tenus de nous conformer au nouveau cadre réglementaire que le gouvernement fédéral a annoncé le 10 mars 2008 et qui vise à forcer les grandes industries à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, en plus de la *Loi canadienne sur la qualité de l'air* de 2006 du gouvernement fédéral, du plan d'action, du plan d'action révisé et de la *Climate Change and Emissions Management Act* et du *Specified Gas Emitters Regulation* de l'Alberta. Les frais directs et indirects liés à cette réglementation pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Voir « Situation dans le secteur – Réglementation environnementale » dans la présente notice annuelle.

La province d'Alberta étudie actuellement un nouveau programme de gestion des obligations de remise en état. Ce programme exigerait une information accrue sur la progression des travaux de remise en état, une évaluation des risques fondée sur l'actif et le passif et la prise en compte 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 de raffinage et de commercialisation, prière de se reporter à la rubrique « Historique des trois derniers exercices » de la présente notice annuelle. Les projets de modernisation des installations existantes en vue de la conformité 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 un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Les activités de l'unité de raffinage et de commercialisation aux États-Unis font l'objet de décisions convenues avec l'Environmental Protection Agency des États-Unis, le Department of Justice des États-Unis et l'État du Colorado. Pour une analyse de ces décisions et des obligations qui s'y rapportent, prière de se reporter à la sous-rubrique sur l'unité de raffinage et de commercialisation sous la rubrique « Historique des trois derniers exercices » de la présente notice annuelle. L'incapacité de respecter les obligations ou les échéances prévues dans les décisions pourrait avoir une incidence importante sur notre capacité de commercialiser nos produits, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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 avoir un effet défavorable important sur notre entreprise. Voir « Situation dans le secteur – Réglementation environnementale » dans la présente notice annuelle.

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 de la réglementation fédérale, provinciale, étatique et municipale. 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 défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. 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 entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Politiques américaines. Le gouvernement des États-Unis a adopté une loi qui pourrait être interprétée comme limitant l'achat de pétrole et de produits raffinés connexes par les agences gouvernementales au pétrole et aux produits raffinés connexes provenant de sources classiques plutôt que le pétrole provenant des sables bitumineux. Bien que nous continuions de faire des efforts afin d'atténuer l'impact de nos activités sur l'air, l'eau et le sol, les lois, les règlements et les politiques environnementaux américains actuels et futurs pourraient influencer sur

nos plans d'affaires actuels ou limiter ceux-ci ou réduire la demande pour nos produits. Par conséquent, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Revendications territoriales. Des Premières nations ont revendiqué des titres et droits autochtones à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. De plus, des Premières nations ont déposé contre des participants du secteur des réclamations qui se rapportent en partie à des revendications territoriales pouvant avoir une incidence sur notre entreprise. Toutefois, nous sommes incapables à l'heure actuelle d'évaluer l'effet, le cas échéant, que pourraient avoir ces revendications sur notre entreprise.

Redevances à la Couronne de l'Alberta. Les facteurs de risque 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 :

- Le nouveau régime de redevances (*New Royalty Framework*) ne précise pas encore de manière définitive la mesure et l'évaluation des transferts de chaleur entre les éléments d'actif du projet et ceux qui n'appartiennent pas au projet, à l'intention des exploitants intégrés. La décision finale sur les règles relatives aux transferts de la chaleur pourrait avoir un effet sur les redevances futures devant être versées à la Couronne.
- 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 nouveau régime de redevances, les modifications apportées à d'autres lois et la survenance d'événements imprévus.

Voir « Situation dans le secteur – Redevances et mesures incitatives » dans la présente notice annuelle.

Obligations contractuelles. En conséquence de la réduction de notre budget d'immobilisations de 2009, nous pourrions ne pas être en mesure de remplir la totalité de nos obligations aux termes de certains de nos arrangements contractuels, ce qui pourrait nous obliger dans certains cas à payer des frais ou des pénalités relativement à l'annulation de ces arrangements contractuels et exposer la Société à des poursuites. Cela pourrait en retour avoir un effet défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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

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 pourraient 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 à l'unité des sables bitumineux augmentera encore notre dépendance envers cette unité. Par exemple, en 2008, l'unité des sables bitumineux comptait pour environ 86 % de notre production d'amont (87 % en 2007), pour 95 % de notre bénéfice net (87 % en 2007) et pour

86 % de nos rentrées nettes provenant de l'exploitation (79 % en 2007). Ces pourcentages ne tiennent pas compte des renseignements relatifs au siège social et aux éliminations.

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, cause des risques. Pour remettre en état les bassins de décantation des résidus, nous utilisons un procédé appelé technologie des résidus composites. À l'heure actuelle, aucun bassin n'a été pleinement remis en état au moyen de cette technologie. Le succès de la technologie des résidus composites et le temps nécessaire à la remise en état des bassins de décantation des résidus pourrait faire croître ou diminuer les estimations des coûts liés à la mise hors service actuels. Nous continuons de contrôler et d'évaluer d'autres techniques possibles et modifications du procédé des résidus composites utilisés à l'heure actuelle. L'obtention de l'autorisation des autorités de réglementation pour l'agrandissement de la mine North Steepbank est assujettie à certaines conditions liées à l'efficacité de la technique des résidus composites. Si nous ne mettons pas en œuvre adéquatement nos plans de remise en état, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

En février 2009, la Energy Resources Conservation Board (Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques) (« CERÉ ») a émis une directive intitulée *Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes* (critères et exigences de rendement des résidus dans le cadre des plans d'exploitation minière des sables bitumineux). La directive établit des critères de rendement de la technique des résidus composites, une exigence d'approbation et de suivi des bassins de décantation des résidus composites, une exigence relative à la déclaration des plans d'utilisation des résidus et des modifications des exigences du plan de mine annuel exigé par la CERÉ et un processus d'approbation visant à réguler les activités liées aux résidus. Nous évaluons actuellement les conséquences de la directive.

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. Si nous étions incapables de gérer ces risques adéquatement, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nécessité de remplacer les réserves de gaz naturel classique. Les réserves et la production futures de gaz naturel de notre unité du gaz naturel sont hautement tributaires de notre capacité de découvrir ou d'acquérir des réserves supplémentaires et d'exploiter nos réserves existantes, ce qui pourrait avoir 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 l'exploration et la mise en valeur ou les acquisitions, nos réserves et notre production de gaz naturel classique diminueront au fil des ans avec l'épuisement des réserves. À titre d'exemple, en 2008, le taux de baisse moyen de notre réservoir de gaz naturel se situait autour de 24 % (24 % en 2007). 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'exploitation⁶ ne parviennent pas à produire suffisamment de capital et que les sources externes de financement 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 du gaz naturel 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 sociétés 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 ce sont principalement les autres producteurs nord-américains de pétrole brut acide et peu sulfureux classique et synthétique qui nous livrent concurrence pour la production de pétrole brut.

Un certain nombre d'autres sociétés ont entrepris ou indiqué leur intention d'entreprendre des activités liées aux sables bitumineux et de commencer à produire du bitume et du pétrole brut synthétique ou agrandir leurs exploitations existantes. Même si cette activité a diminué simultanément au ralentissement économique, on s'attend à ce qu'elle reprenne au moment où les marchés seront plus certains. 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. L'Association canadienne des producteurs pétroliers estime que la production de bitume et de pétrole brut synthétique valorisé au Canada pourrait augmenter pour passer d'environ 1,2 million de b/j en 2007 à plus de trois millions de b/j d'ici 2020⁷. 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, au cours des dernières années, a) 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, b) fait croître de façon exponentielle la valeur des terrains et la disponibilité de nouvelles concessions et c) imposé une contrainte sur la disponibilité et le coût des ressources requises pour construire de nouvelles installations servant à exploiter les sables bitumineux et pour gérer celles-ci ainsi que les installations existantes. 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

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

⁷ Association canadienne des producteurs pétroliers, *Crude Oil Forecast – Interim Update*, 11 décembre 2008

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. L'expansion de l'industrie jusqu'au troisième trimestre de 2008 et l'incidence des nouveaux arrivants sur le marché ont créé une possibilité de risque relatif à la disponibilité et à la recherche de travailleurs expérimentés et d'équipement. 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), s'est accrue. La conjoncture actuelle du marché n'a pas fait diminuer ces risques; au contraire, les licenciements qu'effectuent certains entrepreneurs et le déménagement des travailleurs licenciés à l'extérieur de la région de Fort McMurray font en sorte que nous pourrions avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de nos activités actuelles et futures. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint vu l'effectif réduit de nombreuses installations de fabrication. Ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur notre capacité d'exercer nos activités avec efficacité et de manière sûre 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 ».

Surcapacité. Si de multiples projets d'immobilisations importants dans le secteur ont lieu simultanément, il existe des risques liés à la capacité pipelinière et à l'infrastructure qui pourraient avoir un effet négatif sur la composition de notre chiffre d'affaires, sur notre pouvoir d'acheminer des sables bitumineux bruts aux raffineries de Suncor et, en définitive, sur les rentrées nettes provenant du pétrole brut.

Contraintes. Les contraintes liées à la capacité pipelinière, combinées aux contraintes liées à la capacité des usines, pourraient avoir un effet négatif sur notre pouvoir de produire de manière optimale à nos unités de pétrole brut et de gaz naturel. Voir « Situation dans le secteur – Capacité pipelinière ».

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 en particulier parce que les résultats de la technologie obtenus sur le terrain pourraient différer des résultats obtenus pendant les essais. La réussite des projets intégrant de nouvelles technologies, comme la technologie in situ, ne peut être garantie.

Récupération 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. Même si plusieurs producteurs utilisent maintenant cette technologie, son utilisation commerciale est encore récente comparativement à d'autres méthodes de production et, par conséquent, vu l'absence de données antérieures d'exploitation, rien ne saurait garantir la viabilité des activités de DGVM.

Dépendance envers les employés clés. Notre réussite dépend dans une grande mesure de certains employés clés. La perte des services de ces employés pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. L'apport des membres de l'équipe de direction actuelle aux activités à court et à moyen termes de la Société devraient continuer de revêtir une grande

importance dans l'avenir prévisible. En outre, la concurrence à l'égard du personnel qualifié dans le secteur pétrolier et gazier est vive et il n'est pas certain que nous serons en mesure de continuer de recruter et de maintenir en poste tout le personnel nécessaire à l'expansion et à l'exploitation de notre entreprise.

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 Commerce City au Colorado et de Sun-Canadian Pipeline Company Limited 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 un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

DIVIDENDES

Notre conseil d'administration a établi une politique de versement trimestriel des 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 0,04 \$ à 0,05 \$ par action* au deuxième trimestre de 2007, et une qui l'a fait passer de 0,03 \$ à 0,04 \$ 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		
	2008	2007	2006
Actions ordinaires			
Dividendes en espèces	0,20 \$	0,19 \$	0,15 \$
Dividendes en actions ordinaires	-	-	-

* Les sommes par action ont été rajustées de manière à tenir compte du fractionnement d'actions qui a eu lieu en mai 2008.

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 2008, un total de 935 524 213 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) avec tendance négative de Dominion Bond Rating Service Limited, Baa1 perspective stable de Moody's Investor Services, Inc. et BBB+ tendance négative 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 Baa1 de Moody's vient au quatrième rang des neuf catégories et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme des titres d'emprunt 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 BBB+ de S&P vient au quatrième 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 du titre d'emprunt 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 puisque ces notes ne donnent aucune indication sur le cours des titres ou la pertinence 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

Variation du cours et volume de négociation des actions ordinaires

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

Bourse de Toronto 2008	Variation du cours (\$ CA)		Volume de négociation (en milliers)
	Plafond	Plancher	
Janvier	56,14	40,92	91 478
Février	52,10	45,13	54 787
Mars	54,73	46,11	72 828
Avril	61,10	47,78	69 135
Mai	73,10	53,96	77 431
Juin	71,25	58,75	79 826
Juillet	62,30	51,32	87 330
Août	62,37	51,28	64 491
Septembre	57,21	39,61	114 560
Octobre	43,78	21,85	174 816
Novembre	29,89	18,80	121 190
Décembre	28,14	19,90	100 674

Bourse de New York 2008	Variation du cours (\$ US)		Volume de négociation (en milliers)
	Plafond	Plancher	
Janvier	56,73	39,67	146 039
Février	53,54	44,65	85 771
Mars	55,54	44,92	111 128
Avril	60,65	46,31	119 550
Mai	74,28	52,88	142 737
Juin	69,94	58,01	109 016
Juillet	61,99	50,80	146 177
Août	59,65	49,12	117 861
Septembre	53,95	38,00	194 496
Octobre	41,12	17,83	332 029
Novembre	25,98	14,52	211 059
Décembre	22,99	15,29	177 763

Ventes antérieures

En mai 2008, la Société a émis des billets à moyen terme à 5,80 % d'un capital de 700 M\$ au moyen d'un prospectus préalable visant des titres d'emprunt en cours de 2 G\$. Ces billets, qui viendront à échéance le 22 mai 2018, portent intérêt au taux de 5,80 % par année, versé deux fois par année. Le produit net s'est ajouté à nos fonds généraux aux fins du remboursement du papier commercial en circulation, qui avait initialement financé nos besoins en fonds de roulement, du réinvestissement de maintien et de nos dépenses en capital de croissance.

En juin 2008, la Société a émis des billets à 6,10 % d'un capital de 1,25 G\$ US et des billets à 6,85 % d'un capital de 750 M\$ US au moyen d'un prospectus préalable visant des titres d'emprunt modifié de 3,65 G\$ US. Ces billets, qui viendront respectivement à échéance le 1^{er} juin 2018 et le 1^{er} juin 2039, portent intérêt au taux de 6,10 % par année et de 6,85 % par année, respectivement, versé deux fois par année. Le produit net s'est ajouté à nos fonds généraux, qui sont affectés à notre fonds de roulement, au réinvestissement de maintien, aux dépenses en capital de croissance et au remboursement des emprunts sous forme de papier commercial en circulation.

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⁾ Alberta, Canada	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 administrateur de Tenax Energy Inc., président du conseil de Winalta Homes Inc., administrateur de Tarpon Energy Services et administrateur du groupe de sociétés Fort McKay. M. Benson est membre actif de plusieurs organismes caritatifs, dont Hull Family Services. Il est aussi membre du Conseil des gouverneurs du Northern Alberta Institute of Technology.
Brian A. Canfield ⁽¹⁾⁽²⁾ Washington, États-Unis	Administrateur depuis 1995 Indépendant	Brian Canfield est président du conseil d'administration de TELUS Corporation, société de télécommunications. Il est membre de l'Ordre du Canada et de l'Ordre de la Colombie-Britannique et fellow de l'Institut des administrateurs de sociétés.
Bryan P. Davies ⁽³⁾⁽⁴⁾ Ontario, Canada	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⁾ Alberta, Canada	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, de Resin Systems Inc. et de diverses sociétés fermées. Il est coprésident du conseil de Homefront on Domestic Violence, vice-président du conseil de la Canada West Foundation, membre du sénat du Athol Murray College of Notre Dame, membre du conseil d'administration de la Calgary Stampede Foundation et membre du conseil de l'Ordre d'excellence de l'Alberta. M. Felesky est conseiller 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⁾ Alberta, Canada	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 l'Université de l'Alberta. M. Ferguson est également fellow de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta et de l'Institut des administrateurs de sociétés.
W. Douglas Ford ⁽¹⁾⁽²⁾ Floride, États-Unis	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 responsable du raffinage, de la commercialisation et du réseau de transport de BP 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 l'Université de Notre Dame.
Richard L. George Alberta, Canada	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 suisse de forage en mer et sur terre Transocean. Il siège actuellement à titre de président canadien du Conseil nord-américain de la compétitivité et a été président du conseil 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⁾ Texas, États-Unis	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 Inc. et de Rowan Companies Inc. En outre, il est membre du National Petroleum Council, fiduciaire du Museum of Natural Science de Houston et administrateur du St. Luke's Episcopal Hospital System à Houston.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Occupations principales au cours des cinq dernières années
M. Ann McCaig ⁽³⁾⁽⁴⁾ Alberta, Canada	Administratrice depuis 1995 Indépendante	M ^{me} McCaig est fiduciaire au Killam Estate, qui gère 400 M\$, administratrice de la Gairdner Foundation, présidente du conseil de la Calgary Health Trust et présidente du conseil de l'Alberta Adolescent Recovery Centre, ainsi que présidente d'honneur de l'Alberta Bone and Joint Institute. Elle est administratrice de la Calgary Stampede Foundation. Elle est chancelière émérite de l'Université de Calgary, ayant été chancelière de 1994 à 1998. M ^{me} McCaig a reçu de nombreux prix, y compris des doctorats honorifiques en droit de l'Université de Calgary et de l'Université de l'Alberta, le prix Alumni Humanitarian de l'Université de Saskatchewan, le prix Queen Elizabeth, le prix du 125 ^e Anniversaire de la Confédération du Canada et l'Ordre d'excellence de l'Alberta. Elle est aussi membre de l'Ordre du Canada.
Michael W. O'Brien ⁽¹⁾⁽²⁾ Alberta, Canada	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 pendre 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⁾ Colombie-Britannique, Canada	Administratrice depuis 2006 Indépendante	Eira Thomas est devenue présidente du conseil et dirigeante de Stornoway Diamond Corporation, société d'exploration minière, le 1 ^{er} janvier 2009, après avoir été chef de la direction 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 l'Université de Toronto, du conseil consultatif Lassonde de l'Université de 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 l'Université de Toronto.

- (1) Comité de vérification
- (2) Comité de gouvernance
- (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 Alberta, Canada	Premier vice-président et chef des finances
MARLOWE ALLISON Alberta, Canada	Vice-président et trésorier
KIRK BAILEY Alberta, Canada	Vice-président directeur, Sables bitumineux
JOEL CROTEAU Alberta, Canada	Premier vice-président, Gaz naturel et ressources in situ
BART DEMOSKY Alberta, Canada	Premier vice-président, Services aux entreprises
RICHARD L. GEORGE Alberta, Canada	Président et chef de la direction
TERRENCE J. HOPWOOD Alberta, Canada	Premier vice-président et chef du contentieux
SUE LEE Alberta, Canada	Première vice-présidente, Ressources humaines et communications
MARK LITTLE Alberta, Canada	Premier vice-président, Croissance stratégique et vente d'énergie
KEVIN D. NABHOLZ Alberta, Canada	Vice-président directeur, Principaux projets
JANICE B. ODEGAARD Alberta, Canada	Vice-présidente et secrétaire générale
JAY THORNTON Alberta, Canada	Vice-président directeur, Raffinage et commercialisation
STEVEN W. WILLIAMS Alberta, Canada	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, MM. Ashar et Thornton 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. Demosky sont dirigeants de Suncor Energy Services Inc., qui fournit des services de gestion de principaux projets, de ressources humaines et de communication, des services aux 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 2008.

Les administrateurs et hauts dirigeants de Suncor, collectivement, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, 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.

Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions

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

- a) 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 :
 - (i) 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;
 - (ii) 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;
 - (iii) 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.
- b) aucun administrateur ni aucun haut dirigeant de Suncor ne s'est vu imposer :
 - (i) 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;
 - (ii) 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.
- c) 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.

Conflits d'intérêts

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.

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

	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Sables bitumineux	3 903	3 575
Gaz naturel	198	196
Raffinage et commercialisation	1 112	1 151
Siège social ⁽¹⁾	1 585	1 543
Total ⁽²⁾	<u>6 798</u>	<u>6 465</u>

Notes :

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

Quelque 2 300 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.

Les associations d'employés représentent environ 230 employés affectés au raffinage et à la commercialisation à la raffinerie de Sarnia, au terminal de London et à la Sun Canadian Pipeline Company. En 2008, une convention d'une durée de quatre ans, qui sera renégociée en 2012, a été signée avec l'association des employés de Sarnia. En 2006, une convention d'une durée de trois ans a été signée avec le Syndicat national de l'automobile, de l'aérospatiale, du transport et des autres travailleurs et travailleuses du Canada au terminal de London qui a expiré le 1^{er} mars 2009. En janvier 2009, la direction a reçu un avis officiel du Syndicat indiquant l'intention de celui-ci de négocier. La convention conclue avec l'association des employés de la Sun-Canadian Pipe Line Company a été signée en 1993, et se renouvelle automatiquement chaque année à moins qu'elle ne soit résiliée moyennant un avis écrit de l'une ou l'autre des parties au moins 60 jours avant la date d'anniversaire de la convention. Aucun avis n'a été reçu ni donné jusqu'à présent et la direction estime que la convention sera renouvelée automatiquement à la date d'anniversaire de celle-ci.

Le syndicat United Steel Workers représente environ 250 employés affectés au raffinage et à la commercialisation aux installations de raffinage de Denver. En février 2009, le syndicat a ratifié une convention d'une durée de trois ans, qui expirera en janvier 2012.

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

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 M^{me} 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 désignés pour le 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 Michael 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 période 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 auprès de l'organisme privé reconnu et le moment depuis lequel 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 produits à recevoir, des charges à payer 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 ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de Suncor ou qui a de l'expérience dans la supervision active d'une ou de plusieurs personnes physiques exerçant ces activités;
- d) comprend les contrôles et procédures internes de communication de 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.

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 doté 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.

Honoraires versés aux vérificateurs

Les honoraires versés à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. en 2008 et en 2007 sont indiqués ci-dessous :

(en dollars)	2008	2007
Honoraires de vérification	1 600 000	1 158 000
Honoraires pour services liés à la vérification.....	442 000	431 000
Honoraires pour services fiscaux.....	7 000	2 000
Tous les autres honoraires.....	13 000	-
Total	2 062 000	1 591 000

Les chiffres de l'exercice précédent ont été reformulés de manière à les rendre conformes à la nouvelle présentation.

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 relativement à des services professionnels rendus par les vérificateurs dans le cadre de la préparation de rapports sur des procédures particulières qui touchaient des vérifications de coentreprise et des services d'attestation non exigés par la loi ou la réglementation.

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.

Tous les autres honoraires

Les honoraires regroupés sous « tous les autres honoraires » ont été payés relativement à des abonnements et 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 « Tous les 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*.

POURSUITES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION

Aucune poursuite à laquelle nous sommes parties ou qui met en cause nos biens n'est en cours et, à notre connaissance, aucune poursuite n'est en cours concernant une action en dommages-intérêts représentant plus de 10 % de notre actif actuel. En outre, a) aucune sanction n'a été imposée à l'encontre de la Société par un tribunal en vertu d'une loi sur les valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation des valeurs mobilières au cours de l'exercice, b) aucune sanction n'a été imposée par un tribunal ou par un organisme de réglementation à l'encontre de la Société qu'un investisseur raisonnable considérerait importante au moment de prendre une décision de placement ou c) aucune convention de règlement n'a été conclue par la Société devant un tribunal en vertu d'une loi sur les valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation des valeurs mobilières au cours de l'exercice.

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

Aucun administrateur, haut dirigeant ou porteur de plus de 10 % de nos titres 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 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 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.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, nous n'avons conclu aucun contrat ayant des répercussions importantes sur nos activités, et il n'existe aucun contrat encore en vigueur ayant de telles répercussions sur nos activités, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités et du régime de droits des actionnaires daté du 24 avril 2008 et de la convention modifiant les redevances datée du 29 janvier 2008 conclue entre Suncor et Sa Majesté la Reine du chef de l'Alberta

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Aucune personne morale ou physique dont la profession ou l'activité confère autorité à ses déclarations et qui est désignée comme ayant rédigé ou certifié un rapport, une évaluation, une déclaration ou un avis décrit, inclus ou mentionné dans un document déposé en vertu du règlement 51-102 par Suncor pendant le dernier exercice ou relatif à cet exercice autre que GLJ, évaluateurs de réserves indépendants de Suncor et PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., vérificateurs de Suncor. À la date des présentes, aucun des dirigeants principaux de GLJ en tant que groupe n'est propriétaire, directement ou indirectement, de plus de 1 % de nos actions ordinaires, y compris les titres des personnes ayant des liens avec nous et les membres de notre groupe, et PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a indiqué au comité de vérification de Suncor qu'elle était indépendante de Suncor au sens des règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT AUX EXIGENCES DE LA BOURSE DE NEW YORK

À titre d'émetteur canadien inscrit à la Bourse de New York (la « NYSE »), nous ne sommes pas tenus de nous conformer à la plupart des règles et des normes d'inscription de la NYSE et pouvons plutôt nous conformer aux exigences canadiennes. À titre d'émetteur privé étranger, nous sommes uniquement tenus de nous conformer à trois des règles de la NYSE, soit les suivantes : (i) disposer d'un comité de vérification qui remplit les exigences de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis; (ii) le chef de la direction doit aviser rapidement la NYSE par écrit après qu'un haut dirigeant a eu connaissance d'un manquement important aux règles applicables de la NYSE; (iii) fournir une description brève des différences importantes, le cas échéant, entre nos façons de faire en matière de gouvernance et celles suivies par les sociétés américaines inscrites à la NYSE. La Société, dans la section consacrée à la gouvernance de son site Web www.suncor.com, a indiqué que, dans certaines circonstances, elle n'est pas tenue d'obtenir l'approbation des actionnaires pour modifier de manière importante les régimes de rémunération en actions et que Suncor, bien qu'elle se conforme aux exigences en matière d'indépendance des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (en particulier le Règlement 52-110 sur le comité de vérification) et des États-Unis (en particulier la Règle 10A-3 de la *Securities Exchange Act of 1934*), n'a pas adopté les normes en matière d'indépendance des administrateurs prescrites par l'article 303A.02 du Manuel des sociétés inscrites de la NYSE. Sauf pour ce qui est décrit, la Société se conforme aux normes en matière de gouvernance de la NYSE à tous les autres égards importants.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

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 titres dont l'émission a été autorisée aux termes de régimes de rémunération en actions et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, figurent dans la circulaire de sollicitation de procurations afférente à notre plus récente assemblée d'actionnaires comportant l'élection d'administrateurs. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés et notre rapport de gestion de 2008.

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 liés à 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'application 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 de certification (p. ex. les services de vérification diligente) et des services connexes qui sont habituellement fournis par le vérificateur externe, sont raisonnablement liés à l'exécution de la vérification ou à l'examen d'états financiers et ne sont pas visés par 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) le contrôle préalable relatif 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, au contrôle préalable fiscal 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 Règle 2-01(c)(7) du Règlement 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'appendice 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 qu'une analyse de rentabilité concluante justifie 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 qu'il ne précise spécifiquement une période différente.
- Le comité de vérification a délégué à son président 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'appendice 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'appendice 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 le vérificateur indépendant doivent faire l'objet d'une lettre de mission :
 - a) signée par le vérificateur;
 - 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 du vérificateur selon laquelle les services ne font pas partie d'une catégorie de services dont la fourniture compromettrait l'indépendance du vérificateur 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 DU VÉRIFICATEUR EXTERNE

Afin de soutenir la procédure d'indépendance, le vérificateur indépendant :

- a) confirme dans chaque lettre de mission que l'exécution du travail ne compromet pas leur indépendance;
- b) apporte 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) fournit au moins trimestriellement des communications et des confirmations au comité de vérification relativement à l'indépendance;
- d) demeure inscrit au Conseil canadien sur la reddition de comptes et au U.S. Public Company Accounting Oversight Board;
- e) revoie son plan de rotation des associés et informe le comité de vérification annuellement.

De plus, le vérificateur externe :

- a) fournit régulièrement des rapports d'honoraires détaillés indiquant le solde du compte « travaux en cours »;
- b) surveille les honoraires et avise 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 son vérificateur externe dans ses documents déposés auprès de la SEC.

* * *

APPENDICE 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, notamment 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, notamment 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 ou tests de nature officielle;
- 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 générale, à l'administration ou au contrôle.)

Services de courtier, de conseiller en placements ou de maison de courtage. 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 prestation 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 les services sont interdits.

Services d'experts non liés à la vérification. La remise d'un avis ou la prestation 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, notamment par témoignage, des travaux effectués ou explique les positions prises ou les conclusions formulées au cours de la prestation des services par le comptable.

APPENDICE 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 et les attributions 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 le vérificateur externe, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi, surveiller et examiner l'indépendance et l'efficacité de ce vérificateur, et s'assurer qu'il rende des comptes en bout de ligne au conseil d'administration et aux actionnaires de la Société;
- examiner l'efficacité du vérificateur interne, à l'exception du service de vérification de l'intégrité de l'exploitation, qui se trouve sous la responsabilité du comité d'environnement, de santé et de sécurité (dans les présentes règles, « vérification interne » ne désigne pas le service de vérification de l'intégrité de l'exploitation);
- 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 constatations 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 désigne annuellement le président et les membres des comités. Aux termes des règlements de Suncor, sauf résolution contraire du conseil d'administration, 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.

Attributions

Le comité doit s'acquitter des attributions 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 le vérificateur interne et l'évaluation des contrôles financiers et internes effectuée par le vérificateur externe.
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 affaires 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 externe et interne

7. Évaluer le rendement du vérificateur externe et initier de même qu'approuver le début ou la fin du mandat du vérificateur externe, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi.
8. Examiner la portée de la vérification de même que l'approche du vérificateur externe et approuver ses conditions d'engagement et ses 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 un vérificateur externe ou des membres de son 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 du vérificateur interne et surveiller le rendement et l'indépendance du service.
13. Offrir un lien ouvert de communication entre la direction, le vérificateur interne ou le vérificateur externe, d'une part, et le conseil d'administration, d'autre part.

Communication 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 le vérificateur externe ou sur les restrictions imposées par la direction au vérificateur externe. 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 le vérificateur externe les documents financiers et les autres documents d'information mentionnés au point 16, y compris les questions d'information financière importantes, la présentation et l'incidence des incertitudes et risques importants et les estimations et appréciations clés de la direction qui peuvent être importantes 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 »). Formuler après examen 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 à intervalles raisonnables les procédures de Suncor concernant :
 - A) les communications conformément à la législation applicable en matière d'information relative aux activités pétrolières et gazières de Suncor, y compris les procédures de respect des exigences de communication d'information;
 - 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 à la loi.

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 afférent de l'évaluateur; formuler après examen 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 afférent de la direction et des administrateurs à inclure dans celui-ci ou déposé avec lui et (ii) le dépôt du rapport de l'évaluateur à inclure dans le relevé ou déposé avec celui-ci, conformément à la loi.

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 produits de base et des questions connexes. Surveiller le modèle de gouvernance sur la gestion des risques du conseil au moyen d'examens périodiques en vue de refléter adéquatement les principaux risques associés à l'entreprise de la Société dans le mandat du conseil et de ses comités.

Régime de retraite

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

Sécurité

25. Examiner sommairement les risques importants associés à la gestion de la sécurité physique, à la sécurité de la TI 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 son mandat.
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 résolution du conseil d'administration

Modification datée du 25 février 2009

ANNEXE C

ANNEXE 51-101A3

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

La direction de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants au 31 décembre 2008, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels :

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué les données relatives aux réserves de la Société. Son rapport est présenté ci-dessous.

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

- a) a examiné les procédures suivies par la Société pour fournir l'information à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant;
- b) a rencontré l'évaluateur de réserves qualifié indépendant dans le but de déterminer si on lui a imposé des restrictions limitant sa capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur de réserves qualifié indépendant.

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

- a) le contenu de l'Annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'Annexe 51-101A2, qui constitue le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant 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. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

« 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 2 mars 2009

ANNEXE D

ANNEXE 51-101A2

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

Rapport sur les données relatives aux réserves

Au conseil d'administration de Suncor Énergie Inc. (la « Société »),

1. Nous avons établi une évaluation des données relatives aux réserves de la Société au 31 décembre 2008. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants au 31 décembre 2008, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

2. 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 en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »), établi en collaboration par la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. Ces normes exigent que notre évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et aux définitions exposés dans le manuel COGE.

4. Le tableau suivant présente les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux 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 2008, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons vérifiées, évaluées, examinées et sur lesquelles nous avons fait un rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur des réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
GLJ Petroleum Consultants	6 février 2009	Canada	-	53 484	101	53 585

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE et sont conformes à celui-ci.

6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports dont il est question au paragraphe 4 pour tenir compte des faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.

7. 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. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Calgary (Alberta) Canada

INITIALEMENT SIGNÉS PAR

James H. Willmon, ing.
Vice-président

Calgary (Alberta) Canada
Le 6 février 2009