

NOTICE ANNUELLE DATÉE DU 5 MARS 2010



NOTICE ANNUELLE
TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	i	ESTIMATIONS DES RÉSERVES	29
GLOSSAIRE	1	Généralités	29
TABLE DE CONVERSION	3	Processus et contrôles relatifs à l'évaluation des réserves	30
PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	3	Définitions et notes afférentes aux tableaux des données relatives aux réserves	30
ÉNONCÉS PROSPECTIFS	3	Catégories de réserves (définitions de la SEC)	31
MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES		Catégorie de ressources (définition selon le manuel COGE du Règlement 51-101; non conforme aux exigences d'informations américaines)	32
AUX PCGR	5	Analyse des changements aux estimations des réserves	32
QUESTIONS DE NATURE COMPTABLE	5	Changements liés aux exigences d'information révisées sur les réserves de la SEC	32
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	5	Fusion de Suncor et de Petro-Canada	33
Dénomination et constitution	5	Production	33
Liens intersociétés	5	Réserves de bitume	33
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	7	In situ	33
Survol	7	Exploitation	33
Historique des trois derniers exercices	8	International	33
Sables pétrolifères	8	Divulgence requise du pétrole et du gaz aux termes des règles américaines	34
Gaz naturel	10	Information additionnelle volontaire (non conforme aux exigences d'information américaines)	38
Côte Est du Canada	10	Ressources récupérables restantes	40
International	11	Mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés et de leurs variations relativement aux réserves prouvées de pétrole et de gaz	41
Raffinage et commercialisation	12	SITUATION DANS LE SECTEUR	52
Autres	13	Établissement des prix et commercialisation –	
Acquisition importante en 2009	13	Pétrole et gaz naturel	52
Information prospective	14	Capacité pipelinière	52
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE	14	Redevances et mesures incitatives	52
Sables pétrolifères	14	Canada – Contexte	52
Activités	14	Alberta	53
Principaux produits	15	Côte Est du Canada	55
Principaux marchés	15	États-Unis	56
Transport	16	Autres – International	56
Concurrence	16	Régime foncier	56
Impacts saisonniers	16	Réglementation environnementale	56
Ventes de PBS et de carburant diesel	17	FACTEURS DE RISQUE	59
Conformité aux normes environnementales	17	DIVIDENDES	70
Gaz naturel	17	DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	70
Commercialisation, pipelines et autres activités	17	Description générale de la structure du capital	70
Principaux produits	18	Contraintes	70
Concurrence	19	Notes	71
Impacts saisonniers	19	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DE NOS TITRES	72
Conformité aux normes environnementales	19	Variation du cours et volume de négociation des actions ordinaires	72
Côte Est du Canada	19	Bourse de Toronto	72
Commercialisation, pipelines et autres activités	19	Bourse de New York	72
Ventes de pétrole brut classique	21	Ventes antérieures	72
Principaux produits	21		
Concurrence	21		
Impacts saisonniers	21		
Conformité aux normes environnementales	21		
International	21		
Commercialisation, pipelines et autres activités	22		
Produits principaux	24		
Concurrence	24		
Conformité aux normes environnementales	24		
Raffinage et commercialisation	24		
Ventes quotidiennes moyennes de produits pétroliers au Canada	25		
Approvisionnement en charges d'alimentation	26		
Transport et distribution	27		
Concurrence	28		
Conformité aux normes environnementales	28		
Siège social, commerce d'énergie et éliminations	28		

ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS.....	73
Administrateurs	73
Hauts dirigeants	75
Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions	76
Conflits d'intérêts.....	77
EMPLOYÉS DE SUNCOR.....	77
DISPENSES	77
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION	78
POURSUITES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION.....	80
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	80
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	80
CONTRATS IMPORTANTS	80
INTÉRÊTS DES EXPERTS	81
INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT AUX EXIGENCES DE LA BOURSE DE NEW YORK.....	81
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	81

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 » – MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION	B-1
ANNEXE « C » – ANNEXE 51-101A3 MODIFIÉE RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	C-1
ANNEXE « D » – ANNEXE 51-101A2 MODIFIÉE RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DES ÉVALUATEURS DE RÉSERVES QUALIFIÉS INDÉPENDANTS OU LE VÉRIFICATEUR.....	D-1
ANNEXE « E » – RAPPORT DE GLJ PETROLEUM CONSULTANTS LTD.	E-1
ANNEXE « F » – RAPPORT DE SPOULE ASSOCIATES LIMITED	F-1
ANNEXE « G » – RAPPORT DE RPS ENERGY LIMITED	G-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. Le renvoi à « l'ancienne Suncor » et à « l'ancienne Petro-Canada » renvoient à l'entité applicable avant le 1^{er} août 2009, date d'effet de la fusion.

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 kpi³ : 1 baril 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.

b/j

Barils par jour.

Capacité

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

Charge d'alimentation

Dans le domaine des sables pétrolifères, charge d'alimentation désigne généralement le bitume brut nécessaire pour la production de PBS. Dans le secteur d'aval, elle désigne le pétrole brut et d'autres composants nécessaires pour la production de produits raffinés.

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 et le gaz de shale.

Gpi³

Milliards de pieds cubes.

In situ

Les méthodes « in situ » ou « en place » consistent à extraire du pétrole brut lourd de gisements profonds de sables pétrolifères par forage en perturbant le moins possible la couverture végétale.

Liquides de gaz naturel (LGN)

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.

Millions de barils

Millions de barils.

Mbtu

Millions de British Thermal Units.

Mpi³

Millions de pieds cubes.

Morts-terrains

Matière recouvrant les sables pétrolifères 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 (PBS)

Mélange d'hydrocarbures issu de la valorisation (craquage thermique et purification) de bitume brut provenant de sables pétrolifères; 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 ayant un faible contenu en soufre est appelé « peu sulfureux »; celui qui contient une plus grande quantité de soufre est appelé « sulfureux ».

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 26 février 2010 joint aux états financiers consolidés vérifiés, aux notes et au rapport des vérificateurs, au 31 décembre 2009 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 pétrolifères

Les sables pétrolifères 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 aux installations.

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.

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est donnée en date du 31 décembre 2009.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés contenus dans la présente notice annuelle constituent des « énoncés prospectifs » au sens de la loi américaine intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* et « de l'information prospective » au sens de la législation sur les valeurs mobilières canadienne applicable (collectivement, des « énoncés prospectifs »). Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, projections, croyances et hypothèses actuelles de la Société fondées sur les renseignements disponibles au moment où l'énoncé a été fait et que la Société elle-même a formulés à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. Certains des énoncés prospectifs peuvent être identifiés par des termes tels que « prévoit », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « peut », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « axer », « vision », « but », « proposé », « cible », « objectif », « continue » et des expressions analogues. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle se rapportent à ce qui suit :

- stratégies et objectifs de l'entreprise
- décisions d'investissement futures
- futures dépenses en immobilisations et futurs frais d'exploration et autres
- futurs flux de trésorerie
- futurs achats et ventes de ressources (notamment à l'égard des ventes prévues de certains actifs de gaz naturel)
- activités de construction et de réparation prévues
- révisions dans les usines de valorisation, les raffineries et les autres installations
- marges de raffinage prévues
- futurs niveaux de production de pétrole et de gaz naturel et sources de croissance de ceux-ci
- calendriers et résultats de mise en valeur et d'agrandissement d'installations

- futurs résultats et activités d'exploration et dates d'ici lesquelles certaines zones pourraient être mises en valeur ou entrées en production
- débits des établissements de vente au détail prévus
- coûts préalables à la production et coûts d'exploration
- estimations des réserves et des ressources
- redevances et impôts à payer futurs
- économies de coûts et autres synergies prévues, réalisées à partir de la fusion avec Petro-Canada
- estimations de la production sur la durée de vie des champs
- capacité d'exporter du gaz naturel
- futures activités de financement et activités se rapportant au capital
- passifs éventuels
- l'incidence et le coût de la conformité aux règlements environnementaux existants et potentiels
- futures approbations réglementaires
- taux de rendement prévus

En outre, tous les autres énoncés qui se rapportent aux attentes ou aux projections à venir, notamment les énoncés à l'égard de notre stratégie en matière de croissance, les prix des marchandises, les coûts, les calendriers, les volumes de production, les résultats d'exploitation et résultats financiers et l'incidence prévue des engagements futurs, sont des énoncés prospectifs.

Les énoncés respectifs 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 risques liés à l'intégration de l'entreprise de Petro-Canada après la réalisation de la fusion; les modifications à la conjoncture générale de l'économie, des marchés et du commerce; les variations de l'offre et de la demande à l'égard 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; 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 commencent les travaux techniques détaillés 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 coentreprises; les fluctuations des marges de raffinage et de commercialisation; 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 incidences non intentionnelles du 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); les événements politiques internationaux et les mesures prises par des gouvernements étrangers dans les territoires où nous faisons affaire (y compris les quotas de production de l'OPEP); 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.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans la présente notice annuelle ne sont pas prévues par les Principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR), soit le bénéfice net, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement des capitaux engagés (RCE) et l'encaisse et le total des charges d'exploitation par baril. 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. Suncor inclut ces mesures financières non conformes aux PCGR parce 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. Pour de plus amples renseignements à l'égard des mesures financières qui n'ont pas été définies par les PCGR, voir « Mesures financières non conformes aux PCGR » dans le rapport de gestion.

QUESTIONS DE NATURE COMPTABLE

Les renvois à nos états financiers consolidés 2009 renvoient aux états financiers consolidés vérifiés de Suncor préparés conformément aux PCGR, aux notes et aux rapports des vérificateurs y afférents, au 31 décembre 2009 et pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009.

Le 1^{er} août 2009, Suncor a achevé sa fusion avec Petro-Canada. Toutes les conditions de clôture ont été remplies, notamment l'approbation des actionnaires, de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta et du Bureau de la concurrence du Canada. Aux termes de la fusion, les actionnaires de Petro-Canada ont reçu 1,28 action ordinaire de Suncor pour chaque action ordinaire de Petro-Canada qu'ils détenaient. À ce titre, les résultats de 2009 reflètent les résultats postérieurs à la fusion de Suncor à compter du 1^{er} août 2009, ainsi que les résultats de l'ancienne Suncor seulement du 1^{er} janvier 2009 jusqu'au 31 juillet 2009. Les chiffres comparatifs ne reflètent que les résultats de 2007 et de 2008 de l'ancienne Suncor. Pour de plus amples renseignements relativement à l'opération de fusion, veuillez vous reporter à la note 2 de nos états financiers consolidés 2009.

Certaines sommes des exercices précédents ont été reclassées pour permettre leur comparaison avec la présentation de l'exercice courant.

Le Conseil des normes comptables de l'Institut canadien des comptables agréés a confirmé en février 2008 que les entreprises ayant une obligation d'information du public doivent adopter les Normes internationales d'information financière (« NIIF ») telles qu'elles sont émises par l'International Accounting Standards Board avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Pour de plus amples renseignements à l'égard de l'adoption des Normes internationales d'information financière par la Société, voir la rubrique intitulée « Modifications de conventions comptables » notre rapport de gestion.

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.

Aux termes d'un arrangement (l'« arrangement ») qui a été réalisé avec prise d'effet le 1^{er} août 2009, l'ancienne Suncor et l'ancienne Petro-Canada ont fusionné pour former une société par actions unique prorogée sous la dénomination « Suncor Énergie Inc. ». L'arrangement a été réalisé conformément à l'article 192 de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* au moyen d'une convention d'arrangement datée du 22 mars 2009 et d'un plan d'arrangement s'y rattachant, en sa version modifiée. Aux termes de l'arrangement, les actionnaires de Petro-Canada ont reçu 1,28 action ordinaire de Suncor pour chaque action ordinaire de Petro-Canada qu'ils détenaient.

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

Liens intersociétés

Les filiales en activité importantes appartenant chacune à 100 %, directement ou indirectement, à la Société au 31 décembre 2009, sont les suivantes :

Nom	Territoire	Fonction
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Canada	Filiale de Suncor Énergie Inc., détenant certains actifs liés aux sables pétrolifères.
Produits Suncor Énergie Inc.	Canada	Société de l'Ontario détenue en propriété exclusive par Suncor Énergie Inc., par le biais de laquelle certaines des activités canadiennes de raffinage et de commercialisation de Suncor sont menées.
Suncor Énergie Marketing Inc.	Canada	Filiale de Produits Suncor Énergie Inc., par l'entremise de laquelle les produits fabriqués par notre établissement d'Amérique du Nord sont commercialisés. Par le truchement de cette filiale, nous administrons également des activités de commerce d'énergie de Suncor, commercialisons certains produits de tiers et assurons la charge d'alimentation de pétrole brut et de gaz naturel pour nos entreprises en aval. Suncor Énergie Marketing Inc. détient une participation de 50 % dans Sun Petrochemicals Company, coentreprise de produits pétrochimiques.
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	États-Unis	Filiale de Suncor Énergie Inc., par l'entremise de laquelle nos activités de raffinage et de commercialisation aux États-Unis sont menées.
Suncor Energy Oil & Gas Partnership	Canada	Filiale de Suncor Énergie Inc., par l'entremise de laquelle certaines activités pétrolières et gazières canadiennes en amont sont menées et par le biais de laquelle notre participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude est détenue.
3908968 Canada Inc.	Canada	Filiale de Suncor Énergie Inc. détenant certaines de nos participations internationales.
Petro-Canada Cooperative Holding UA	Pays-Bas	Filiale de 3908968 Canada Inc. détenant des participations internationales.
Petro-Canada (International) Holdings BV	Pays-Bas	Filiale de Petro-Canada Cooperative Holding UA détenant certaines de nos participations internationales.
Petro-Canada Germany GmbH	Allemagne	Filiale de Petro-Canada (International) Holdings BV qui détient la plus grande partie de nos participations en Libye.
Petro-Canada Oil (North Africa) GmbH	Allemagne	Filiale de Petro-Canada Germany GmbH, par l'entremise de laquelle sont menées la plupart de nos activités en Libye.
Petro-Canada U.K. Holdings Ltd.	Royaume-Uni (R.-U.)	Filiale de 3908968 Canada Inc. qui détient certaines de nos participations au R.-U.
Petro-Canada U.K. Ltd.	Royaume-Uni	Filiale de Petro-Canada U.K. Holdings Ltd., par l'entremise de laquelle certaines de nos activités sont menées dans le R.-U.

Individuellement, les autres filiales de la Société ont représenté (i) moins de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2009 et (ii) moins de 10 % du chiffre d'affaires et des produits d'exploitation consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Globalement, les autres filiales ont représenté moins de 20 % de chacun des points (i) et (ii) décrits ci-dessus.

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 pétrolifères 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 au Canada et sur le plan international, et de transport et de raffinage du pétrole brut et de commercialisation des produits pétroliers et pétrochimiques principalement au Canada. 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.

Nos secteurs d'exploitation se composent des secteurs Sables pétrolifères, Gaz naturel, Côte Est du Canada, International et Raffinage et commercialisation. Aux fins de l'information financière, nous communiquons également des données financières pour les activités qui ne sont pas directement attribuables à un secteur en activité à la rubrique « Siège social, commerce d'énergie et éliminations ». Elles comprennent les activités de commerce d'énergie avec des tiers.

Suncor a réalisé sa fusion avec Petro-Canada le 1^{er} août 2009, ce qui a fait de Suncor la plus importante société énergétique du Canada en fonction de la capitalisation boursière. Après la réalisation de la fusion avec Petro-Canada, la production d'amont totale de Suncor pendant les cinq derniers mois de 2009 a atteint en moyenne 635 200 barils équivalents de pétrole (bep) par jour.

Le tableau ci-après énumère les diverses entreprises de Suncor au 31 décembre 2009 :

Sables pétrolifères <ul style="list-style-type: none">• Exploitation minière• In situ (Firebag et MacKay River)• Syncrude (participation de 12 %) – exploitation minière• Fort Hills (participation de 60 %) – exploitation minière	Gaz naturel <ul style="list-style-type: none">• Ouest canadien<ul style="list-style-type: none">• contreforts de l'Alberta• sud-est de l'Alberta / sud-ouest de la Saskatchewan• centre-ouest de l'Alberta• nord-est de la Colombie-Britannique• Rocheuses américaines• Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.)/Nunavut• l'Alaska/îles de l'Arctique
Côte Est du Canada <ul style="list-style-type: none">• Hibernia (participation de 20 %)• Terra Nova (participation de 34 %⁽¹⁾)• White Rose (participation de 27,5 %⁽²⁾)• Hebron (participation de 22,7 %)• Permis de découverte et superficies d'exploration• Extension Hibernia South (participation de 19,5 %⁽³⁾)• Extensions White Rose, North Amethyst et West White Rose (participation de 26,125 %)	International <ul style="list-style-type: none">• Mer du Nord<ul style="list-style-type: none">• Buzzard (participation de 29,9 %)• zone Triton• zone Scott/Telford• De Ruyter (participation de 54,07 %)• Hanze (participation de 45 %)• autres superficies d'exploration• Autres – International<ul style="list-style-type: none">• Contrats d'exploration et de partage de la production (CEPP) en Libye (participation de 50 %)• projet de gaz naturel Ebla, en Syrie (participation de 100 %)• Trinité-et-Tobago North Coast Marine Area 1 (NCMA-1) (participation de 17,3 %)• autres superficies d'exploration
Raffinage et commercialisation <ul style="list-style-type: none">• Raffinerie d'Edmonton• Raffinerie de Montréal• Raffinerie de Sarnia• Raffinerie de Commerce City (Colorado)• Usine d'éthanol de St. Clair• Sun Petrochemicals Company (participation de 50 %)	Siège social, commerce d'énergie et éliminations <ul style="list-style-type: none">• Activités de commerce d'énergie• Parc éolien Ripley (participation de 50 %)• Parc éolien Chin Chute (participation de 33,3 %)• Parc éolien Magrath (participation de 33,3 %)• Parc éolien SunBridge (participation de 50 %)
Ventes et commercialisation <ul style="list-style-type: none">• Activités de détail• Activités de gros	
Lubrifiants <ul style="list-style-type: none">• Usine de lubrifiants de Mississauga	

(1) Aux termes de la convention d'exploitation et de mise en valeur de Terra Nova, un nouveau calcul des participations économiques directes est nécessaire après la récupération de l'investissement. Les propriétaires ont procédé à un nouveau calcul des participations économiques directes futures. Ce processus est en cours.

(2) La participation économique directe de Suncor dans les extensions White Rose, North Amethyst et West White Rose est de 26,125 % après que la Newfoundland and Labrador Energy Corporation (NALCOR) a acquis sa participation économique directe de Suncor de 5 % avec prise d'effet à la signature des conventions liées au projet final, en février 2009. Il n'y a pas de modification par rapport à la participation économique directe de 27,5 % dans White Rose pour ce qui est de la mise en valeur du champ original, étant donné que NALCOR n'est pas un associé.

(3) Cette participation était de 21,7 % avant la signature de la convention relative à l'extension Hibernia South avec NALCOR, le 16 février 2010.

Historique des trois derniers exercices

Le 1^{er} août 2009, Suncor Énergie Inc. a fusionné avec Petro-Canada. Les montants se terminant le 31 décembre 2009 reflètent les résultats de Suncor après la fusion, à compter du 1^{er} août 2009, ainsi que les résultats de l'ancienne Suncor seulement du 1^{er} janvier jusqu'au 31 juillet 2009. Les chiffres comparatifs pour les exercices antérieurs reflètent seulement les résultats de l'ancienne Suncor. Pour de plus amples renseignements relativement à la fusion, veuillez vous reporter à la note 2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2009.

Sables pétrolifères

Notre secteur Sables pétrolifères, situé près de Fort McMurray, en Alberta, produit du bitume récupéré des sables pétrolifères par exploitation minière et grâce à une technologie in situ et le valorise en le transformant en charges d'alimentation pour l'approvisionnement de raffineries, en carburant diesel et en sous-produits. À l'occasion, notre approvisionnement en bitume provient de tiers fournisseurs. La Société a également une participation de 12 % dans les capitaux propres de la coentreprise de valorisation et d'exploitation des sables pétrolifères Syncrude, également située près de Fort McMurray, en Alberta.

Au cours des trois derniers exercices, nous avons poursuivi notre stratégie de croissance en plusieurs étapes afin d'accroître la capacité de production. Parmi les principales étapes et les événements importants qui ont eu une incidence sur notre secteur Sables pétrolifères au cours de cette période, on compte notamment les suivants :

- Questions relatives à l'exploitation – Le secteur Sables pétrolifères a connu deux incendies récents dans les usines de valorisation, qui ont eu une incidence défavorable sur la production. En décembre 2009, un incendie est survenu à notre usine de valorisation 2 et, en février 2010, un incendie est survenu à notre usine de valorisation 1. L'usine de valorisation 2 a été réparée et a repris ses activités au début de 2010, tandis que les dommages survenus à l'usine de valorisation 1 en sont actuellement à la phase de la réparation et devrait reprendre la production en avril 2010.
- Fusion – Le 1^{er} août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada, entraînant l'acquisition d'une participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude (une installation d'extraction et de valorisation des sables pétrolifères), d'une participation de 100 % dans la mise en valeur in situ du bitume de MacKay River (un établissement utilisant la technique SAGD), une participation et un intérêt d'exploitant de 60 % dans le projet d'extraction de sables pétrolifères de Fort Hills, et des superficies de sables pétrolifères importantes considérées comme productives pour la mise en valeur in situ de ressources de bitume. La fusion n'a pas entraîné une augmentation de la production des sables pétrolifères (à l'exception de Syncrude) étant donné que la production de MacKay River a été incluse historiquement dans la production déclarée de Suncor, du 1^{er} janvier 2009 au 31 juillet 2009, à titre de volume traité par Suncor aux termes d'une entente de frais de traitement.
- Mise en veilleuse – Au cours du premier trimestre de 2009, Suncor a placé divers projets de sables pétrolifères « en veilleuse » par suite des conditions économiques à ce moment-là. On entend par mise en veilleuse le fait de reporter des projets et de maintenir le matériel et les installations dans un état sécuritaire de façon à pouvoir accélérer la reprise subséquente des travaux. Par suite de la mise en veilleuse de certains de ses projets de sables pétrolifères, Suncor a engagé des coûts avant impôts de 380 M\$ en 2009.
- Opérations de réduction des résidus (ORR) – Suncor demande l'approbation des organismes de réglementation de l'Alberta pour passer du processus de gestion des résidus consolidés actuel, les consolidations des résidus aux opérations de réductions des résidus (ORR). L'ORR est un nouveau procédé de « séchage des résidus » dans le cadre duquel les résidus fins mûrs sont séchés plutôt que mélangés à du sable et à d'autres matériaux pour former des résidus consolidés. Le taux de traitement des ORR devrait être plus efficace que celui des résidus consolidés. Si nous recevons rapidement l'autorisation de procéder, nous estimons que la mise en œuvre du procédé ORR permettra à Suncor de satisfaire aux exigences de la nouvelle directive en matière de résidus promulguée par la Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta l'an dernier. Il est prévu que les travaux importants de construction sur ce projet commenceront au milieu de 2010, après l'approbation du conseil d'administration, en supposant que les approbations réglementaires soient reçues.
- Extension North Steepbank – L'extension North Steepbank est actuellement en construction et il est actuellement prévu que la production commencera en 2012. L'extension a été approuvée au début de 2007 et constitue un prolongement des activités d'exploitation minière de Suncor à l'est de la rivière Athabasca. Les conditions prévues dans le cadre de l'approbation gouvernementale de l'extension North Steepbank relativement à la réalisation de la gestion des résidus de Suncor devront être remplies ou faire l'objet d'une renonciation si la demande relative aux ORR est approuvée. Pendant les années de production de pointe, on prévoit actuellement que l'extension North Steepbank produira environ la moitié du minerai de bitume extrait dans l'ensemble des activités minières de la mine Milleneum et de l'extension North Steepbank.
- Installation 3 de Firebag – Agrandissement des sables pétrolifères in situ – ce projet était achevé à près de 50 % avant d'être reporté par suite des conditions du marché, au début de 2009. Le projet a redémarré, et Suncor prévoit qu'il commencera sa production au cours du deuxième trimestre de 2011, les volumes s'acheminant à ce

moment-là vers la capacité nominale d'environ 68 000 barils par jour (b/j) de bitume sur une période d'environ 18 mois.

- Usine d'extraction Steepbank – Ce projet a été achevé selon le calendrier et le budget au cours du troisième trimestre de 2009. Après sa mise en service, l'usine a commencé ses activités à la fin de septembre 2009, après sa mise en service, et a entraîné une fiabilité et une productivité accrues de notre entreprise de sables pétrolifères.
- L'usine de soufre Firebag – Ce projet a également été achevé selon le calendrier et le budget au cours du troisième trimestre de 2009. L'usine est actuellement prête à entrer en activité et devrait soutenir les réductions d'émission de soufre pour la mise en valeur existante et prévue in situ à Firebag, y compris le stade 3 de Firebag.
- Redevances – En janvier 2008, nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta la convention modifiant les redevances payables par Suncor (la « convention modificatrice »), qui modifie les taux du nouveau régime de redevances (le « nouveau régime de redevances ») par le gouvernement de l'Alberta qui s'appliquent à nos activités in situ et qui, sans cette convention, s'appliqueraient à nos activités minières de base. Aux termes de la convention modificatrice, 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 rajustements pour atteindre une qualité raisonnable et des frais de transport connexes admissibles (R), déduction faite des frais admissibles (C), y compris les dépenses en immobilisations admissibles (la « redevance R-C »). Cela est assujéti à une redevance minimale de 1 % des revenus si les coûts admissibles dépassent les revenus, comme il est établi en utilisant la formule redevance R-C. Dans le cadre du nouveau régime de redevances adopté en décembre 2008, le taux de la redevance est 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 du WTI entre 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 un maximum de 1,2 % de R. À compter de 2016, les taux de redevances applicables à la totalité de nos activités d'exploitation des sables pétrolifères (notre projet minier de base et nos projets in situ) seront les taux prescrits dans le nouveau régime de redevances, à moins que celui-ci ne soit modifié ou remplacé d'ici là.
- Unité de cokéfaction – Un agrandissement de 2,3 G\$ de l'une de nos deux usines de valorisation des sables pétrolifères s'est achevé en 2008. Ce nouveau groupe d'unités de cokéfaction a été conçu pour accroître de 90 000 b/j notre capacité nominale, qui totalisera 350 000 b/j à nos installations du secteur Sables pétrolifères.
- 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 la charge d'alimentation.
- Permis d'exploitation – Un nouveau permis d'exploitation de 10 ans ayant trait à notre secteur Sables pétrolifères 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.
- Émissions – 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. Il a été mis un terme à cette mesure d'exécution en mars 2010. En décembre 2007, l'importante quantité d'émissions enregistrées à notre usine de base de sables pétrolifères a mené à une ordonnance du ministère de l'Environnement de l'Alberta. Les émissions à l'usine de sables pétrolifères 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.

Les changements suivants à notre secteur Sables pétrolifères sont survenus ou devraient survenir en 2010 :

- Une somme d'environ 950 M\$ axée sur la croissance sera affectée aux stades 3 et 4 de l'agrandissement de l'installation in situ des sables pétrolifères Firebag. Le stade 3 de Firebag était complété à environ 50 % avant qu'il soit reporté au début de 2009 par suite des conditions du marché. La production du stade 3 de Firebag devrait commencer au deuxième trimestre de 2011, les volumes commençant à s'approcher de la capacité nominale d'environ 68 000 b/j de bitume sur une période d'environ 18 mois. Sous réserve de l'approbation du conseil d'administration, la première production de bitume du stade 4 de Firebag devrait commencer au cours du quatrième trimestre de 2012. Le stade 4 de Firebag a également une capacité nominale de 68 000 b/j.

Gaz naturel

Notre secteur Gaz naturel, situé à Calgary, en Alberta, exerce des activités d'exploration pétrolière et gazière principalement dans l'Ouest canadien et dans les Rocheuses américaines 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. Cette entreprise a également des ressources établies en Alaska, dans les T.N.-O. et dans les îles de l'Arctique. La vente de la production de gaz naturel compense le prix du gaz naturel acheté à des fins de consommation interne dans nos établissements d'Amérique du Nord.

Les principales étapes et les événements importants qui ont eu une incidence sur le secteur Gaz naturel au cours des trois derniers exercices comptent notamment les suivants :

- Fusion – Le 1^{er} août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada, ajoutant des actifs de gaz naturel importants dans l'Ouest canadien et les Rocheuses américaines, ainsi que des ressources établies en Alaska, dans les T.N.-O et dans les îles de l'Arctique.
- Permis d'exploitation extracôtière – 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\$ à des travaux d'exploration sur les terrains sur six ans. Après la fusion, ces permis sont désormais gérés par notre entreprise de la Côte Est du Canada.
- Acquisition – En mars 2007, nous avons acquis des terrains mis en valeur et non mis en valeur en Colombie-Britannique, au prix d'environ 160 M\$.

Les changements suivants dans notre secteur Gaz naturel sont survenus ou devraient survenir en 2010 :

- Cessions prévues – Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor a annoncé son intention de se départir de divers actifs de gaz naturel non essentiels. Les cessions projetées à ce jour comprennent des actifs de gaz naturel dans l'Ouest canadien et dans les Rocheuses américaines. Le 9 février 2010, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de certaines propriétés de gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique, contre un produit d'environ 390 M\$. La vente devrait se conclure au cours du premier trimestre de 2010 et est assujettie à des conditions de clôture usuelles et à des approbations réglementaires. Le 31 décembre 2009, Suncor a conclu une entente visant la vente de la quasi-totalité de ses actifs de production de pétrole et de gaz naturel des Rocheuses américaines pour un produit de 517 M\$ (494 M\$ US). La vente s'est conclue le 1^{er} mars 2010. Les changements suivants à notre entreprise de Gaz naturel sont survenus ou devraient survenir en 2010 :

Côte Est du Canada

Notre secteur Côte Est du Canada comprend des activités d'exploration et de production extracôtières à Terre-Neuve-et-Labrador. La Société a une solide position dans toutes les grandes activités de mise en valeur pétrolières productives de la côte est du Canada. La Société détient une participation de 20 % dans Hibernia, une participation de 19,5 %⁽¹⁾ dans l'extension Hibernia Southern, une participation de 27,5 % dans White Rose, une participation de 26,125 % dans les extensions White Rose, North Amethyst et West White Rose, une participation de 22,7 % dans Hebron et est l'exploitante de Terra Nova, dans laquelle elle détient une participation de 34 %. La Société est également titulaire de divers permis d'exploration et d'importants permis de découverte dans la région.

Parmi les jalons et événements importants qui ont touché notre secteur Côte Est du Canada au cours des trois dernières années, mentionnons les suivants :

- Hibernia South – Une production de Hibernia South est prévue plus tard dans le premier trimestre de 2010, avec l'achèvement de la première paire de puits de production de pétrole et de puits d'injection d'eau. Les ententes fiscales finales ont été conclues avec des partenaires à une coentreprise et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en février 2010.
- Terra Nova – En 2009, Terra Nova a été touchée de façon défavorable par des travaux d'entretien prévus et imprévus. En 2008, le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a connu des défauts mécaniques, et Terra Nova a connu une interruption de 16 jours aux fins d'entretien.
- White Rose – White Rose a été touchée de façon défavorable par des interruptions prévues aux fins d'entretien et de raccordement de l'extension North Amethyst dans la deuxième moitié de 2009. En outre, la banquise dans le champ White Rose au cours du deuxième trimestre de 2008 a causé des reports de production et des retards de forage.

(1) Cette participation était de 21,7 % avant la signature de l'entente relative à l'extension Hibernia South avec NALCOR, le 16 février 2010.

- Hibernia – En 2007, Hibernia a connu une interruption de 30 jours aux fins d'entretien.

International

Notre secteur International se concentre dans les pays et les régions où des positions importantes en actifs à longue durée de vie peuvent être établies, ce qui comprend l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel principalement au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Norvège, à Trinité-et-Tobago, en Libye et en Syrie.

Parmi les jalons et événements importants qui ont touché notre secteur International au cours des trois dernières années, mentionnons les suivants :

Mer du Nord

- Dans le cadre de notre alignement commercial stratégique, nous prévoyons nous départir de certains actifs non essentiels en Mer du Nord, notamment tous les actifs des Pays-Bas.
- Nous avons achevé notre premier puits d'exploration exploité en janvier 2010 en Norvège et avons découvert des hydrocarbures; des évaluations supplémentaires sont nécessaires afin de déterminer la taille potentielle de cette découverte. La société souhaite participer à d'autres forages en Norvège dont elle ne serait pas l'exploitante.
- Après l'achèvement de la fermeture au puits de développement Buzzard, au troisième trimestre de 2009, la production n'est pas revenue à la pleine capacité de production aussi rapidement que prévu, mais en fin d'exercice le puits de développement était revenu à la capacité prévue.
- En 2008, est survenue la découverte pétrolière non exploitée Pink, située dans le bloc 20/1 Nord, appelé Pink. Le bloc Pink est situé dans le Outer Moray Firth, à environ 110 kilomètres au nord-est d'Aberdeen. Notre participation s'établit à 33 %.
- Dans le secteur des Pays-Bas de la Mer du Nord, la Société, à titre d'exploitante détenant une participation économique directe de 50 %, a foré avec succès un puits d'exploration en 2008, le puits van Ghent. La Société a foré avec succès deux puits d'exploration en 2007, van Nes et van Brakel, à titre d'exploitante détenant un intérêt économique direct de 50 % et de 60 %, respectivement, dans ceux-ci. Van Nes et van Brakel ont été suspendus en tant que découverte gazière. Au cours du troisième trimestre de 2008, la Société a conclu une convention d'achat et de vente avec Bayerngas Norge AS, prévoyant la vente de la totalité de la participation de la Société au Danemark, pour un produit net de 140 M\$ entraînant un gain de 107 M\$ (82 M\$ après impôt) à la vente de ses actifs.
- En 2008, la Société s'est vue accorder quatre permis de production additionnels dans la campagne de 2007 dans des zones prédéfinies situées autour de la Norvège. Suncor est l'exploitante de cinq des 17 permis en Norvège.
- Dans le secteur du R.-U. de la Mer du Nord, le projet Buzzard, dans lequel la Société a une participation de 29,9 %, a extrait son premier pétrole en janvier 2007.

Libye

- Au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production de Suncor en Libye a atteint en moyenne 32 600 b/j (net pour Suncor). Pendant cette période, la production brute provenant de nos accords de partage de l'exploration-production (CEPP) de Libye a été limitée initialement à 82 000 b/j, puis à 50 000 b/j de septembre jusqu'à la fin de l'année. En janvier 2010, la société pétrolière nationale de la Libye (NOC) a informé la Société que la production provenant des CEPP de Libye de Suncor serait limitée à 70 000 b/j bruts (35 000 b/j net pour Suncor) par suite d'un quota convenu avec les producteurs de l'OPEP.
- Les travaux du programme d'exploration progressent, sept levés sismiques ayant été réalisés en 2009, et deux équipes de levés sismiques continuent d'acquérir des données dans le pays. À la fin de 2009, le programme de levés sismique était achevé à près de 75 %. La Société prévoit commencer à forer le premier puits d'exploration exploité de Suncor au début de 2010.
- Au cours des cinq derniers mois de 2009, huit puits de développement ont été achevés dans les champs productifs de la Libye, soit six puits de production et deux puits d'injection. Trois autres puits de développement étaient en cours de forage à la fin de l'exercice. En 2008, 12 puits de développement ont été réalisés dans les champs productifs de la Libye composés de 11 puits de production et d'un puits d'injection. En outre, un puits d'évaluation a été foré.
- En 2008, la Société a achevé des acquisitions sismiques 2D et 3D.

Syrie

- Le projet gazier Ebla demeure sur les rails, la première livraison de gaz étant prévue pour le milieu de 2010. Le projet était achevé à 90 % à la fin de 2009. Cinq puits gaziers ont été achevés et sont prêts pour la production. L'acquisition sismique 3D du champ Cherrife a été achevée à la fin du troisième trimestre de 2009 et est en cours d'interprétation. Entre temps, les levés sismiques 3D du champ Ash Shaer qui ont été terminés au cours du deuxième trimestre de 2009 sont en train d'être interprétés.
- En 2008, la Société a achevé les travaux techniques et de conception préliminaires et entrepris des travaux sismiques 2D et 3D pour le projet gazier Ebla.

Trinité-et-Tobago

- Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor a annoncé qu'elle prévoyait se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels, notamment tous les actifs de Trinité-et-Tobago.
- En 2008, l'usine de liquides de gaz naturel (LGN) d'Atlantic a subi des travaux d'entretien, le rééquilibrage de la production aux fins de l'aide mutuelle parmi les producteurs approvisionnant l'usine de LGN d'Atlantic et plusieurs arrêts de courte durée de l'actif North Coast Marine Area (NCMA-1) en préparation pour l'entrée en production du nouveau champ Poinsettia. La mise en valeur du champ Poinsettia, au moyen d'une plateforme raccordée par Pipeline à la plateforme Hibiscus, a été effectuée selon l'échéancier en 2008.
- En 2008, la Société a achevé un programme d'exploration composé de huit puits dans le Bloc 22 et le Bloc 1a/1b, qui ont produit quatre découvertes importantes (deux dans le Bloc 22 et deux dans le Bloc 1a).

Autres - International

- Un levé sismique 2D a été réalisé au Maroc en 2009 et est actuellement en cours d'interprétation.
- En juillet 2008, la Société a converti son permis de reconnaissance existant dans le sud du Maroc en permis d'exploration. Les associés de la Société dans le permis d'exploration comprennent une société allemande appelée RWE AG et l'Office national des hydrocarbures et des mines du Maroc.

Les changements suivants à notre secteur international sont survenus ou devraient survenir en 2010 :

- Le 25 février 2010, Suncor a conclu une entente en vue de vendre ses actifs à Trinité-et-Tobago contre un produit de 396 M\$ (380 M\$ US). La vente devrait se conclure en mars 2010 et est assujettie aux conditions de clôture usuelles, à l'approbation du gouvernement de Trinité-et-Tobago et à d'autres approbations des organismes de réglementation.

Raffinage et commercialisation

Notre secteur Raffinage et commercialisation raffine du pétrole brut aux raffineries de Suncor d'Edmonton, en Alberta, de Montréal, au Québec, et de Sarnia, en Ontario, au Canada, et de Commerce City, au Colorado, aux États-Unis, et le transforme en une vaste gamme de produits pétroliers et pétrochimiques destinés à la vente de détail, ainsi qu'à des clients commerciaux et industriels. Ce secteur d'exploitation comprend également notre usine de St. Clair, en Ontario, qui produit de l'éthanol destiné à être mélangé aux carburants, et notre usine de lubrifiants située à Mississauga, en Ontario, qui produit des lubrifiants et des cires spécialisés.

Au Canada, nos entreprises de détail sont gérées par l'entremise de réseaux de détail des bannières Petro-Canada[®] et Sunoco[®] et de réseaux des ventes au détail exploités en coentreprise. Au Colorado, nos entreprises de vente au détail sont gérées par l'entremise de sites des bannières Phillips 66[®] et Shell[®]. Nous transportons également du pétrole brut au moyen de pipelines dont nous sommes les propriétaires dans l'Est du Canada et l'Ouest canadien, au Wyoming et au Colorado. Dans le cadre de la fusion, le Bureau de la concurrence du Canada a exigé que Suncor se départisse de 104 sites de vente au détail en Ontario et fournisse 1,1 milliard de litres de capacité de terminal et de distribution à une partie non apparentée dans la région du Grand Toronto pendant une période de dix ans.

En 2009, notre secteur Raffinage et commercialisation a vendu environ 345 300 b/j ou 54 900 m³ par jour de produits raffinés, au Canada et au Colorado, ainsi que dans d'autres régions des États-Unis et d'Europe.

Parmi les principales étapes et les événements importants qui ont eu une incidence sur notre secteur Raffinage et commercialisation au cours des trois derniers exercices, figurent notamment les suivants :

- Fusion – Le 1^{er} août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada, entraînant l'ajout de deux raffineries, une à Edmonton, en Alberta, et une à Montréal, au Québec, d'une capacité nominale quotidienne totale de 255 000 b/j ou 40 500 m³ par jour, d'une usine de lubrifiants qui est le plus important producteur d'huile de base au Canada, d'un réseau de stations-service de vente au détail, d'un réseau de transport routier commercial national et d'un canal de vente de carburants en vrac.

- Capacité de terminal de stockage et de distribution – Dans le cadre de la fusion, comme le demandait le Bureau de la concurrence du Canada, Suncor a conclu avec Ultramar Ltd., des conventions relatives à des opérations de terminal dans le but de fournir 1,1 milliard de litres de capacité de terminal et de distribution dans la région du Grand Toronto pendant une période de dix ans.
- Cession de sites de vente au détail – Dans le cadre de la fusion, le bureau de la concurrence du Canada a demandé à Suncor de se départir de 104 sites de vente au détail en Ontario. Le 8 décembre 2009, Suncor a convenu de vendre 98 sites, dont les dates de fermeture prévues commençant dans la première moitié de 2010. Des ententes sont également conclues afin de répondre intégralement à l'exigence en matière de cessions, et nous prévoyons terminer celles-ci en 2010.
- La raffinerie d'Edmonton a achevé son projet de conversion lui permettant de traiter des charges d'alimentation provenant des sables pétrolifères en 2008.
- Capacités de raffinage de Sarnia et Denver – L'observation du rendement de notre raffinerie de Sarnia en 2008, après l'achèvement de notre projet en 2007 de désulfuration du carburant diesel et d'intégration des sables pétrolifères, nous a permis de revoir à la hausse notre capacité nominale et de la faire passer des 70 000 b/j antérieurement annoncés à 85 000 b/j. À compter du 1^{er} janvier 2009, l'utilisation de la raffinerie a été calculée à l'aide de cette capacité de 85 000 b/j. La capacité de raffinage de l'installation de Commerce City, au Colorado, a également été haussée de 90 000 b/j à 93 000 b/j, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009.
- Désulfuration de carburant diesel et intégration des Sables pétrolifères – En novembre 2007, Suncor a achevé un projet de 950 M\$ à phases multiples réparti sur trois ans à la raffinerie de Sarnia avec 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 pétrolifères 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. En 2006, Suncor a de plus terminé la désulfuration de carburant diesel et l'intégration des Sables pétrolifères à la raffinerie de Commerce City. Cela a permis à la raffinerie de traiter jusqu'à 15 000 b/j de pétrole brut sulfureux des sables pétrolifères et a augmenté la capacité de la raffinerie de traiter une gamme plus large de pétroles bruts synthétiques.

Les changements suivants à notre secteur Raffinage et commercialisation sont survenus ou devraient survenir en 2010 :

- Capacité de raffinage d'Edmonton – Le rendement observé de notre raffinerie d'Edmonton en 2009, après des améliorations réalisées au cours des années antérieures, nous a permis de réviser à la hausse notre capacité nominale pour la porter à 135 000 b/j par rapport à la capacité antérieurement déclarée de 125 000 b/j. À compter du 1^{er} janvier 2010, l'utilisation de la raffinerie sera calculée à l'aide de cette capacité de 135 000 b/j.

Autres

Énergie renouvelable

Les participations de Suncor dans l'énergie renouvelable comprennent quatre parcs éoliens et la plus grande usine d'éthanol du Canada, par volume de production.

Parmi les principales étapes et événements importants qui ont eu une incidence sur nos participations dans l'énergie renouvelable au cours des trois dernières années, mentionnons les suivantes :

- Suncor a repris la construction du projet d'agrandissement de 120 M\$ de l'usine d'éthanol de St. Clair au cours du quatrième trimestre de 2009, après un ralentissement de ses dépenses en immobilisations au cours du quatrième trimestre de 2008 et la mise en veilleuse, en janvier 2009. En outre, nous avons soumis à la Alberta Utilities Commission (AUC) une demande de projet à l'égard du parc éolien de Wintering Hills, d'une capacité de 88 mégawatts (MW), situé en Alberta.
- En 2008, nous avons obtenu l'approbation d'agrandir notre usine d'éthanol de St. Clair actuelle, située en Ontario, et de la faire passer d'une capacité de 200 000 millions de litres à 400 000 millions de litres.
- Suncor a réalisé la construction et la mise en service de son parc éolien Ripley d'une capacité de 76 MW, situé en Ontario, en 2007.

Acquisition importante en 2009

Aux termes de l'arrangement, conclu avec prise d'effet le 1^{er} août 2009, l'ancienne Suncor et l'ancienne Petro-Canada ont fusionné pour former une société par actions unique prorogée sous la dénomination « Suncor Énergie Inc. ». L'arrangement a été réalisé conformément à l'article 192 de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* au moyen d'une convention d'arrangement datée du 22 mars 2009 et d'un plan d'arrangement s'y rattachant, en sa version modifiée. Aux termes de l'arrangement, les actionnaires de Petro-Canada ont reçu 1,28 action ordinaire de Suncor pour chaque action ordinaire de Petro-Canada qu'ils détenaient. Relativement à l'arrangement,

nous avons déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise sur formulaire 51-102A4, le 2 octobre 2009, qu'on peut consulter sous le profil de la Société sur SEDAR, à www.sedar.com.

Information prospective

Les paragraphes précédents, qui décrivent le développement général de notre entreprise, contiennent de l'information prospective. Les facteurs importants dont nous avons tenu compte afin de prévoir les dates d'achèvement et d'estimer les coûts et les résultats prévus 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 de même que 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 connexes ne surviendra. 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 aux rubriques « Information prospective » et « Grands projets » de la partie sur les facteurs de risque de la présente notice annuelle.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Sables pétrolifères

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 d'exploitation des sables pétrolifères 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. La Société a également une participation de 12 % dans la coentreprise de valorisation et d'extraction de sables pétrolifères Syncrude, également située près de Fort McMurray. Notre secteur Sables pétrolifères représente une partie importante des flux de trésorerie tirés de l'exploitation⁽¹⁾ (36 %), du bénéfice net (52 %) et du capital investi⁽¹⁾ de 2009, à l'exception des grands projets en cours (55 %).

Activités

L'entreprise intégrée du secteur Sables pétrolifères 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 pétrolifères recueillis. Dans le cadre des activités in situ, l'extraction primaire a lieu dans le sol. Tout le bitume recueilli et une partie du bitume in situ subissent un processus d'extraction secondaire des sables pétrolifères 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 écoulée directement sur le marché de façon stratégique. Depuis 2007, nous avons valorisé du bitume provenant de MacKay River, à l'origine aux termes d'une convention de valorisation conclue avec Petro-Canada et, après la fusion, à titre de propriétaire. Une partie de la production de bitume est également écoulée directement sur le marché de façon stratégique.
- (4) Les services publics requis (eau, vapeur et électricité) sont produites par des installations in situ, 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 pétrolifères, 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 pétrolifères 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) et MacKay River utilise une technologie d'extraction appelée drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») afin de séparer le bitume des gisements de sables pétrolifères qui sont situés trop profondément pour faire l'objet d'une exploitation minière rentable. La première étape du procédé DGMV consiste à forer deux puits horizontaux, dont l'un est situé au-dessus de l'autre. La vapeur produite par des installations de production de vapeur in situ est injectée dans le gisement de sables pétrolifères 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. À notre unité

(1) Voir « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page 5 de la présente notice annuelle. Les pourcentages ont été établis en excluant les sommes liées au poste Siège social, commerce d'énergie et éliminations.

Firebag, on ajoute actuellement du naphta pour diluer le bitume afin d'en faciliter le transport jusqu'à l'usine de valorisation. Dans notre unité de MacKay River (et, à l'avenir, au stade 4 de Firebag), un pipeline chauffé est utilisé 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 PBS sulfureux, est vendu directement aux clients sous cette forme ou valorisé de nouveau pour devenir du PBS 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 diesel, le carburant diesel, le naphta et le kérosène.

Nous continuons de chercher et de mettre au point des techniques améliorées et nouvelles visant à accroître l'efficacité de nos secteurs. Par exemple, au cours des trois dernières années, nous avons mis à l'essai une nouvelle technologie et de nouveaux procédés d'exploitation minière qui pourraient être utilisés 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 pétrolifères, 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 PBS, peuvent entraîner des décaissements de capital élevés. Les coûts liés à la production au secteur Sables pétrolifères 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 PBS, particulièrement dans le cadre de la méthode DGMV de production du bitume utilisée dans les unités de Firebag et de MacKay River, le prix du gaz naturel constitue une variable importante des coûts de production du PBS.

Dans le cours normal de nos activités, nous procédons régulièrement à des interruptions des activités à des fins d'entretien systématique à nos installations du secteur Sables pétrolifères. 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 du secteur Sables pétrolifères 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. En septembre et en octobre 2009, une interruption prévue aux fins d'entretien d'une unité sous vide à l'usine de valorisation 1 a eu lieu et a été terminée plus tôt que prévu. Nous avons prévu des révisions pour l'usine de valorisation 2 d'environ 45 jours pendant le deuxième trimestre de 2010, et d'environ 35 jours pendant le troisième trimestre de 2010.

Syncrude – Les activités commerciales ont commencé à Syncrude en 1978. Deux mines, la mine Nord et la mine Aurora, sont actuellement en activité à Syncrude. Les activités minières sont effectuées à l'aide de systèmes de camions, de pelles et d'hydrotransport. La quote-part de la production de PBS de Suncor est traitée principalement dans notre raffinerie d'Edmonton, en Alberta, le reste étant périodiquement traité dans l'Est du Canada et aux États-Unis. Au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production de Syncrude a atteint en moyenne 38 500 b/j (net pour Suncor).

Principaux produits

Les ventes de PBS peu sulfureux et de carburant diesel ont compté pour 48 % des produits d'exploitation consolidés du secteur Sables pétrolifères en 2009, comparativement à 45 % en 2008. Autre composante importante de nos produits d'exploitation, les ventes de PBS peu sulfureux léger et de bitume ont compté pour 49 %, comparativement à 46 % en 2008. L'information qui suit porte sur les volumes des ventes quotidiennes et sur le pourcentage correspondant des produits d'exploitation du secteur Sables pétrolifères par produit pour les deux derniers exercices.

Produit	2009		2008	
	(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/diesel	144,9	48	96,8	45
Pétrole brut sulfureux léger / bitume	147,5	49	130,2	46
Total	292,4		227,0	

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 PBS 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 d'une durée allant de 1999 à 2028. Ce pipeline a une capacité nominale totale de 600 000 b/j, et la capacité configurée actuelle est de 350 000 b/j. Aux termes de cette convention, notre engagement actuel est de 182 000 b/j pour le transport du PBS 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 75 000 b/j pour le transport de PBS et de bitume dilué de Cheecham à Edmonton, en Alberta. Après la fusion avec Petro-Canada, nous avons de plus conclu un engagement de transport sur courte distance de Fort McMurray à Cheecham, à l'égard de 58 000 b/j par le biais du pipeline Enbridge Athabasca, un contrat de transport latéral de MacKay River jusqu'au terminal – réservoir d'Athabasca à l'égard de 40 000 b/j et des ententes contractuelles à l'égard d'installations de stockage touchant 250 000 barils pour une durée restante de 24 années. Nous avons également conclu des ententes contractuelles à l'égard d'installations de stockage à Edmonton pour 500 000 barils, avec une durée restante de neuf années.

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 s'effectuer au début de 2010 et le transport de pétrole brut devrait commencer à l'été 2010. Notre capacité à l'égard de ce pipeline en 2010 s'établira à 25 000 b/j. En 2008, Suncor conclu des ententes contractuelles à l'égard d'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 1,2 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 2009). 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 à court terme afin d'expédier du PBS 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 du secteur Sables pétrolifères.

Nous transportons également du gaz naturel vers nos installations du secteur Sables pétrolifères 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 de sables pétrolifères et est raccordé au réseau de pipelines intraprovincial de TransCanada Pipelines en Alberta. Le pipeline Albersun avait la capacité de transporter plus de 100 Mpi³/j de gaz naturel, en direction nord et sud, jusqu'à ce que nous fermions notre terminal de réception Atmore, en novembre 2009. Après la clôture, notre capacité est établie à 46 Mpi³/j en direction nord seulement. Nous nous chargeons 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.

Les installations minières du secteur Sables pétrolifères sont facilement accessibles par la voie publique. Les installations in situ de Firebag sont actuellement accessibles par avion et par une route privée tandis que nos installations in situ de MacKay River sont accessibles par une combinaison de voies publiques et de routes privées. Nous prévoyons l'achèvement de l'accès routier à Firebag en 2010. La East Athabasca Highway (EAH) est en cours de construction et devrait pouvoir être utilisée en 2010. Cette autoroute appartient à parts égales à Suncor, à Husky Energy Inc. et à Compagnie pétrolière impériale Ltée.

Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre secteur Sables pétrolifères, se reporter à la rubrique « Risques stratégiques — Concurrence » de la présente notice annuelle.

Impacts saisonniers

Des conditions météorologiques hivernales particulièrement mauvaises à notre secteur Sables pétrolifères peuvent entraîner une réduction de la production et, dans certains cas, une hausse des coûts.

Ventes de PBS et de carburant diesel

À l'exception du combustible utilisé in situ, toute la production du secteur Sables pétrolifères 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, du Midwest américain et de la région des Rocheuses américaines. 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 10 % de notre production moyenne totale en 2009 (13 % en 2008)) de pétrole brut sulfureux provenant du secteur Sables pétrolifères. Nous avons commencé à expédier du pétrole brut à Flint Hills à Hardisty, en Alberta le 1^{er} janvier 1999. La convention initiale expire le 30 juin 2011. Une nouvelle convention a été négociée afin d'approvisionner Flint Hills avec 20 000 b/j, à compter du 1^{er} juillet 2011. La durée initiale de cette convention commence le 30 juin 2014, et elle se poursuivra par la suite jusqu'à sa résiliation sur avis minimum de 24 mois de l'une ou l'autre des parties.

Aux termes d'une convention de vente à long terme conclue en août 2001 avec Consumers Co-operative Refineries Limited (« CCRL »), nous fournissons à celle-ci 20 000 b/j de pétrole brut sulfureux. En 2005, nous avons signé une autre convention avec CCRL visant 12 000 b/j supplémentaires de pétrole brut sulfureux. La durée initiale des deux conventions signées avec CCRL est de 15 ans, et elles prévoient des durées à reconduction tacite par la suite, sous réserve d'une résiliation par l'une ou l'autre des parties sur préavis de 24 mois à l'autre partie. Aucune partie n'a donné de préavis de résiliation à ce jour.

Une partie de la production de notre secteur Sables pétrolifères est utilisée dans le cadre de nos activités de raffinage. En 2009, nos raffineries ont traité la partie suivante de nos ventes de brut tirées de notre secteur Sables pétrolifères :

Raffinerie	2009		2008	
	(en milliers de barils par jour)	(pourcentage total des ventes du secteur Sables pétrolifères) ⁽¹⁾	(en milliers de barils par jour)	(pourcentage total des ventes du secteur Sables pétrolifères)
Edmonton ⁽²⁾	58	25	—	—
Sarnia	44	18	37	18
Montréal ⁽²⁾	—	—	—	—
Commerce City	9	4	9	4

Aucun client n'a compté pour 10 % ou plus de nos produits d'exploitation consolidés en 2009 ou en 2008.

Conformité aux normes environnementales

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

Gaz naturel

Notre secteur Gaz naturel en Alberta exerce des activités d'exploration, de mise en valeur et de production du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, du pétrole brut et des sous-produits principalement dans l'Ouest canadien et elle fournit les 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 dans nos installations d'Amérique du Nord.

Notre programme d'exploration est principalement concentré dans des zones géologiques multiples réparties dans l'Ouest canadien. L'entreprise est structurée selon les zones d'actifs principales suivantes : activités non classiques (nord-est de la Colombie-Britannique et sud-est de l'Alberta), les contreforts (ouest de l'Alberta et parties du nord-est de la Colombie-Britannique), activités classiques (Ouest canadien) et Alaska.

Commercialisation, pipelines et autres activités

Dans l'Ouest canadien, Suncor exploite 15 usines de traitement de gaz naturel, pour une capacité totale autorisée par permis d'environ 1 273 M de pieds cubes par jour (2 Mpi³/j), dont la quote-part de la Société est d'environ 764 Mpi³/j. Le tableau suivant indique la participation directe de Suncor et la capacité autorisée des usines de traitement exploitées en date du 31 décembre 2009.

(1) Calcul en fonction des ventes du secteur Sables pétrolifères, à l'exclusion des ventes de carburant diésel et de bitume.

(2) Reflète les activités postérieures à la fusion avec Petro-Canada, survenue le 1^{er} août 2009.

	Participation directe dans les capitaux propres (%)	Capacité autorisée brute (en million de pi ³ /j)	Capacité autorisée nette (en million de pi ³ /j)
Installations exploitées par Suncor			
Hanlan peu sulfureux	40,73	44,2	18,0
Hanlan sulfureux	46,07	382,0	176,0
Wilson Creek	52,17	34,6	18,1
Boundary Lake peu sulfureux	100,00	20,0	20,0
Boundary Lake sulfureux	50,00	66,0	33,0
Parkland 1	43,98	18,1	8,0
Parkland 2	34,75	11,7	4,1
Wildcat Hills	65,78	125,0	82,2
Bearberry	100,00	94,9	94,9
Ferrier	99,37	120,0	119,2
Gilby East	100,00	52,4	52,4
South Rosevear	60,53	90,5	54,8
Pine Creek	51,46	19,5	10,0
Progress	38,46	44,0	16,9
Simonette	37,50	150,0	56,3
Total		1 272,9	763,9

Suncor détient également diverses participations directes dans d'autres installations de traitement du gaz naturel et de collectes sur les champs exploités par d'autres sociétés pétrolières et gazières. La part totale de la Société est de 197,8 Mpi³/j de la capacité autorisée.

Environ 74 % de notre production de gaz naturel de 2009 a été vendue à Suncor Energy Marketing Inc. (SEMI) pour ensuite être commercialisée aux termes de conventions de vente directe passées avec nos clients. Environ 25 % de notre production de gaz naturel a été commercialisée directement auprès de clients liés à la production de l'ancienne Petro-Canada, d'août à novembre 2009. À compter de décembre 2009, cette production a été commercialisée par l'entremise de SEMI. 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 établis 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 1 % de notre production de gaz naturel de 2009 a été vendue à des regroupeurs (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 Pan-Alberta Gas Ltd.

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 expire en 2023 et prévoit un débit de 68 000 millions de british thermal units par jour (MBtu/j).

Nous ne concluons habituellement pas de contrat d'approvisionnement à long terme relativement à notre production de pétrole brut classique. Celle-ci 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.

Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor a annoncé son intention de se départir de certains éléments d'actifs non essentiels de gaz naturel. Les cessions projetées établies à ce jour comprennent certains actifs de gaz naturel dans l'Ouest canadien et dans les Rocheuses américaines. Le 31 décembre 2009, Suncor a conclu une entente visant à vendre la quasi-totalité de ses éléments d'actifs pétroliers et gaziers exploités situés dans les Rocheuses américaines, contre un produit de 517 M\$ (494 M\$ US). La vente s'est conclue le 1^{er} mars 2010. Le 9 février 2010, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de certaines propriétés gazières dans le nord-est de la Colombie-Britannique, contre un produit d'environ 390 M\$. La vente devrait se conclure au cours du premier trimestre de 2010 et elle est assujettie aux conditions de clôture et aux approbations des organismes de réglementation usuelles.

Principaux produits

Les ventes de gaz naturel ont représenté 76 % (81 % en 2008) des produits d'exploitation consolidés du secteur Gaz naturel en 2009, 23 % (11 % en 2008) se composaient de ventes de liquides de gaz naturel et de pétrole brut. Le 1 % restant (8 % en 2008) correspond principalement aux ventes de sous-produits de soufre. L'information présentée ci-dessous porte sur les volumes moyens des ventes quotidiennes et sur le pourcentage correspondant des produits d'exploitation du secteur Gaz naturel par produit pour les deux derniers exercices.

Produit	2009		2008	
	(Mpi ³ d'équivalent par jour)	(pourcentage des produits d'exploitation)	(Mpi ³ d'équivalent par jour)	(pourcentage des produits d'exploitation)
Gaz naturel	398	76	202	81
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	48	23	18	11
Total	446		220	

Produit	Période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009*	
	(Mpi ³ d'équivalent par jour)	(pourcentage des produits d'exploitation)
Gaz naturel	677	72
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	90	28
Total	767	

* Reflète les activités postérieures à la fusion avec Petro-Canada survenue le 1^{er} août 2009

Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre secteur 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 le secteur Gaz naturel, se reporter à la sous-rubrique « Risques juridiques et réglementaires » de la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Côte Est du Canada

Notre secteur Côte Est du Canada exerce des activités d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole brut extracôtier à Terre-Neuve-et-Labrador. Suncor occupe une solide position dans chaque grand projet pétrolier actuellement en production sur la côte Est du Canada. Elle détient une participation de 20 % dans Hibernia, une participation de 19,5 %⁽¹⁾ dans l'extension Hibernia Southern, une participation de 27,5 % dans White Rose, une participation de 26,125 %⁽²⁾ dans les extensions de White Rose, North Amethyst et White Rose West, une participation de 22,7 % dans Hebron et elle est l'exploitant de Terra Nova avec une participation de 34 %⁽³⁾. La Société détient également des intérêts dans un certain nombre de permis d'exploration et licences de découverte importante dans la région, notamment 47 licences de découverte importante et sept permis d'exploration extracôtier Terre-Neuve-et-Labrador.

La stratégie du secteur Côte Est du Canada consiste à fournir une production fiable et rentable jusqu'à bien après le début de la prochaine décennie en tirant parti de l'infrastructure existante et en recherchant des occasions d'exploration et de mise en valeur rentables.

Commercialisation, pipelines et autres activités

Hibernia

Le champ pétrolifère Hibernia est situé à environ 315 kilomètres au sud-est de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador, et a été le premier gisement mis en valeur dans le bassin Jeanne d'Arc au large des Grands Bancs de Terre-Neuve. Le système de production utilisé est une plateforme gravitaire fixe qui repose sur le fond de l'océan. Celle-ci possède une capacité de production de 230 000 b/j bruts et une capacité de stockage de 1,3 million de barils (Mb) bruts. Les niveaux de production réels sont toutefois inférieurs, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir et la diminution naturelle. Hibernia a commencé à produire en novembre 1997. On estime que la

(1) Cette participation était de 21,7 % avant la signature de la convention relative à l'extension Hibernia South avec NALCOR, le 16 février 2010.

(2) La participation économique directe de Suncor dans l'extension de White Rose est de 26,125 %, après que la Newfoundland and Labrador Energy Corporation (NALCOR) a acquis sa participation économique directe de 5 % avec prise d'effet à la signature des conventions liées au projet final, en février 2009. Il n'y a pas de modification par rapport à la participation économique directe de 27,5 % dans White Rose pour ce qui est de la mise en valeur du champ original, étant donné que NALCOR n'est pas un associé.

(3) Aux termes de la convention de développement et d'exploitation Terra Nova, un nouveau calcul des participations directes est nécessaire après la récupération de l'investissement. Les propriétaires ont recalculé les participations directes futures. Ce processus est en cours.

durée de production résiduelle du champ pétrolifère Hibernia, qui comprend les réservoirs Hibernia et Ben Nevis Avalon, est de 23 à 27 ans aux taux actuels.

Au cours du deuxième trimestre de 2009, les associés de la coentreprise du projet Hibernia South, exploité par Exxon Mobil, ont signé un protocole d'entente ne liant pas les parties avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, établissant les principaux principes en matière de fiscalité, de participation et d'exploitation pour la mise en valeur de l'extension Hibernia South (dans laquelle Suncor a une participation directe de 19,5 %). La production de l'extension Hibernia South devrait commencer vers la fin du premier trimestre de 2010, avec l'achèvement du premier couple producteur de pétrole/puits d'injection d'eau. Les conventions finales définitives ont été signées entre les participants à la coentreprise et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en février 2010.

Au 31 décembre 2009, il y avait 33 puits de pétrole producteurs, 17 puits d'injection d'eau et six puits d'injection de gaz en exploitation. La production du champ est transportée par des pétroliers faisant la navette entre la plateforme et soit un terminal de transbordement situé dans la péninsule d'Avalon ou, si le calendrier des pétroliers le permet, directement aux marchés. Le pétrole brut livré à l'installation de transbordement est transféré dans des réservoirs de stockage, puis chargé sur des pétroliers qui le transportent jusqu'aux marchés de l'Est du Canada et des États-Unis. Suncor détient une participation de 14 % dans l'installation de transbordement.

Au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production d'Hibernia a atteint en moyenne 27 200 b/j (net pour Suncor).

Terra Nova

Le champ pétrolifère Terra Nova, situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador, a été découvert par Petro-Canada en 1984. Se trouvant à quelque 35 kilomètres au sud-est d'Hibernia, il est le deuxième champ pétrolifère mis en valeur au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Le système de production exploité par Suncor fait appel à un navire NPSD, amarré sur place. Terra Nova fut le premier projet aménagé dans des conditions difficiles en Amérique du Nord à utiliser un navire NPSD. Terra Nova possède une capacité de production de 180 000 b/j bruts, dans laquelle nous avons une participation de 34 %, et une capacité de stockage de 960 000 barils bruts; toutefois, les niveaux de production réels reflètent la capacité actuelle du réservoir. La production à partir du champ Terra Nova a été lancée en janvier 2002. La durée de production résiduelle du champ Terra Nova est estimée entre 13 et 20 ans environ.

Aux termes de la convention d'exploitation de Terra Nova, un nouveau calcul des participations d'exploitation est nécessaire après la récupération de l'investissement. Ce processus est en cours.

Au 31 décembre 2009, 15 puits producteurs de pétrole, neuf puits d'injection d'eau et trois puits d'injection de gaz étaient exploités. Terra Nova utilise le même système de pétroliers et de terminal de transbordement qu'Hibernia utilise actuellement et transporte aussi son pétrole brut vers les marchés de l'Est du Canada et des États-Unis.

Au cours des cinq mois terminés le 31 décembre 2009, la production de Terra Nova s'est chiffrée en moyenne à 20 800 b/j (net pour Suncor), la production étant touchée de façon défavorable par les travaux d'entretien prévus et imprévus survenus en août, en septembre et au début d'octobre.

White Rose

White Rose, le troisième projet de mise en valeur au large de Terre-Neuve-et-Labrador, est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's et à environ 50 kilomètres au nord-est d'Hibernia et de Terra Nova. Exploitée par Husky Energy Inc., White Rose fait aussi appel à un NPSD semblable à celui qu'utilise Terra Nova. Le navire avait une capacité de production nominale de 100 000 b/j bruts et une capacité de stockage de 940 000 barils bruts. La production est déchargée dans des pétroliers affrétés qui se rendent directement aux marchés de l'Est du Canada et des États-Unis. La production du champ pétrolifère White Rose a commencé en novembre 2005. La durée de production résiduelle du champ est estimée à entre 15 et 18 ans aux taux actuels.

Au 31 décembre 2009, huit puits de pétrole producteurs et dix puits d'injection d'eau étaient en exploitation. Avec prise d'effet le 1^{er} juin 2007, White Rose a obtenu l'approbation réglementaire en vue d'accroître le taux de production pétrolière quotidienne au NPSD Searose pour le porter à 140 000 b/j bruts (38 500 b/j net) et en vue de porter le taux de production pétrolière annuel à 50 Mb. Au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production à White Rose s'est établie en moyenne à 10 000 b/j (net pour Suncor), la production étant touchée de façon défavorable par les arrêts prévus aux fins d'entretien et de raccordement à l'extension North Amethyst en août, en septembre et au début d'octobre. Les taux de production ont mis du temps à se redresser après ces arrêts en raison des teneurs en eau élevées dans les puits de production.

En septembre 2007, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a approuvé la recommandation de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'OCTNLHE) de permettre la mise en valeur de l'extension South White Rose. Par la suite, les partenaires dans White Rose ont conclu un accord de principe avec la province, au sujet des conditions fiscales et autres, pour la mise en valeur des extensions de White Rose, qui comprend les champs satellites de l'extension de South White Rose, North Amethyst et West White Rose. En décembre 2007, les partenaires ont signé un accord officiel avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador pour la mise en valeur de ces champs pétrolifères. Les forages de mise en valeur ont commencé, et l'installation d'une

infrastructure sous-marine est achevée pour la partie North Amethyst des extensions de White Rose, le projet étant en marche pour les premières livraisons de pétrole au deuxième trimestre de 2010. Le projet West White Rose sera divisé en deux stades. Le stade 1 a été approuvé au cours du deuxième trimestre de 2009, et les forages de mise en valeur et l'installation sous-marine à ce stade auront lieu en 2010. Les résultats du stade 1, combinés à une évaluation continue aideront à définir la portée des travaux de stade 2.

Autres activités d'exploration et de mise en valeur extracôtières

Outre les projets actuels de mise en valeur du secteur Côte Est du Canada, Suncor détient également des participations dans certaines découvertes, notamment une participation de 22,7 % dans les découvertes du champ pétrolifère Hebron/Ben Nevis situé à 340 kilomètres au sud-est de St. John's. En 2005, Chevron Canada Resources (l'exploitant) et les autres participants à la coentreprise ont signé un accord d'union et d'exploitation en commun afin de faire progresser l'évaluation conjointe des champs pétrolifères Hebron/Ben Nevis et West Ben Nevis, au large de Terre-Neuve-et-Labrador. En août 2007, les partenaires dans le projet Hebron ont signé un protocole d'entente ne liant pas les parties avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador au sujet des conditions fiscales et autres de la future mise en valeur du champ pétrolifère extracôtier Hebron/Ben Nevis. En août 2008, les partenaires dans le projet Hebron ont signé une convention avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador relativement aux modalités commerciales qui permettront d'aller de l'avant avec les activités de mise en valeur de Hebron. Le transfert du statut d'exploitant de Chevron Canada Resources à ExxonMobil Properties (ExxonMobil) a pris effet au cours du quatrième trimestre de 2008. Les activités d'ingénierie et de conception préliminaires se sont poursuivies durant 2009 et ExxonMobil a ouvert un bureau du projet Hebron en avril 2009.

Ventes de pétrole brut classique

Nous ne concluons pas habituellement d'ententes d'approvisionnement à long terme à l'égard de la production de pétrole brut classique de notre secteur Côte Est du Canada. Cette production est plutôt vendue aux termes de contrats au comptant ou de contrats pouvant être résiliés sur avis relativement court. Notre production de pétrole brut classique est expédiée au moyen de pipelines exploités par des sociétés de pipelines indépendantes. Nous n'avons actuellement aucun engagement en matière de pipelines lié à l'expédition de pétrole brut classique.

Principaux produits

Le secteur Côte Est du Canada produit exclusivement du pétrole brut. Vous trouverez ci-après des renseignements sur les volumes de ventes quotidiens de 2009, postérieurs au 1^{er} août 2009, date à laquelle les actifs du secteur Côte Est du Canada ont été acquis aux termes de la fusion avec Petro-Canada.

Produit :	Période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009*	
	(milliers de barils par jour)	(% des produits d'exploitation)
Pétrole brut	58	100

* Reflète l'exploitation postérieure à la fusion avec Petro-Canada, survenue le 1^{er} août 2009

Concurrence

Pour une analyse de la concurrence touchant notre secteur Côte Est du Canada, se reporter à la rubrique « Facteurs de risques — Concurrence » de la présente notice annuelle.

Impacts saisonniers

Les principaux impacts saisonniers touchant le secteur Côte Est du Canada sont causés par les tempêtes hivernales, la banquise, les icebergs et le brouillard. Pendant la saison des tempêtes hivernales (d'octobre à mars), nous pourrions devoir réduire les taux de production à nos installations extracôtières par suite d'une capacité de stockage limitée et de l'incapacité de décharger les pétroliers navettes à cause de la hauteur des vagues. Nous subissons également des impacts saisonniers durant la période printanière (d'avril à juin) par suite de la présence de la banquise et d'icebergs qui dérivent jusque dans la zone des installations extracôtières. Par précaution, nous avons interrompu la production du NPSD et connu des retards de forage dus à la banquise et aux icebergs. À la fin du printemps et au début de l'été, le brouillard a également une incidence sur notre capacité de transférer du personnel des installations extracôtières par hélicoptère.

Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par notre secteur Côte Est du Canada, se reporter à « Facteurs de risques — Risques juridiques et réglementaires » de la présente notice annuelle.

International

Notre secteur International exerce des activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole brut et de gaz naturel dans la Mer du Nord (notamment au Royaume-Uni, dans les Pays-Bas et en Norvège), à Trinité-et-

Tobago, en Libye et en Syrie. Aux fins de l'information financière, Suncor consolide ses activités du secteur International en deux zones principales : la Mer du Nord (soit les secteurs du R.-U., des Pays-Bas et de la Norvège) et les autres activités de l'International (la Libye, la Syrie et les zones situées au large de Trinité-et-Tobago). Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor prévoit se départir de la totalité des actifs de Trinité-et-Tobago et de certains actifs non essentiels en Mer du Nord, notamment tous les actifs des Pays-Bas.

Commercialisation, pipelines et autres activités

Mer du Nord

En Mer du Nord, la Société concentre ses activités d'exploitation autour de zones de production principales, dans les secteurs du R.-U. et des Pays-Bas, les activités d'exploration s'étendant jusqu'en Norvège. La production totale de la Mer du Nord a atteint en moyenne 76 500 bep/j pour les cinq derniers mois de 2009. Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor prévoit se départir de certains éléments d'actifs non essentiels en Mer du Nord, notamment tous les éléments d'actifs des Pays-Bas.

La position de la Société au Royaume-Uni s'appuie sur trois centres de production principaux : Triton, Buzzard et Scott/Telford. La zone de mise en valeur Triton est constituée des champs Guillemot West et Northwest (appartenant à 90 % à Suncor, du champ Bittern (appartenant à 4,7 % à Suncor) du champ Pict (appartenant à 100 % à Suncor et exploité par celle-ci) du champ Clapham (appartenant à 100 % à Suncor et exploité par celle-ci) et du champ Saxon (appartenant à 100 % à Suncor et exploité par celle-ci). Toutes les zones de Triton sont produites dans le NPSD de Triton. Suncor est propriétaire à 33,1 % du NPSD de Triton (exploité par Hess Corporation). Le pétrole brut collecté à Triton est expédié par un pétrolier, tandis que le gaz naturel est livré au Royaume-Uni au moyen du réseau SEGAL.

Le deuxième centre principal du secteur britannique de la Mer du Nord est le champ pétrolier Buzzard, situé dans l'Outer Moray Firth. La production de pétrole à Buzzard a commencé en janvier 2007, et la Société a une participation de 29,9 % dans le champ exploité par Nexen Inc.. Le champ a atteint sa production de pointe vers le milieu de 2007. Le champ Buzzard s'appuie sur trois plateformes reliées par un pont et supportant les installations de la tête du puits, les installations de production, les quartiers d'habitation et les services. Le pétrole brut est acheminé vers la terre ferme grâce au réseau de pipelines Forties, et le gaz naturel est acheminé vers le terminal gazier St. Fergus, en Écosse, grâce au pipeline Frigg qui dessert le Royaume-Uni. Une quatrième plateforme est en cours d'installation pour retirer des niveaux plus élevés que prévu de sulfure d'hydrogène (H₂S) de la production de pétrole de certains segments du champ. Cette nouvelle plateforme respecte les budgets et le calendrier, son démarrage étant prévu à la fin de 2010 ou au début de 2011.

Le troisième centre principal du secteur britannique de la Mer du Nord est le champ Scott/Telford, qui est également situé dans l'Outer Moray Firth, et qui se compose d'une participation de 20,6 % dans le champ pétrolier de la plateforme de production Scott et d'une participation de 9,4 % dans le champ pétrolier Telford. Le champ pétrolier Telford produit au moyen d'un raccordement sous-marin à la plateforme Scott. Les champs pétroliers Scott et Telford sont tous deux exploités par Nexen Inc. Le pétrole brut provenant des champs Scott et Telford est acheminé vers la terre ferme grâce au réseau de pipeline Forties. Le gaz naturel associé est transporté par le réseau de pipeline gazier appelé Scottish Area Gas Evacuation.

Dans le secteur néerlandais de la Mer du Nord, la production pétrolière provient des plateformes Hanze et De Ruyter, exploitées par Suncor. La Société détient une participation directe de 45 % dans le champ Hanze et une participation directe de 54,07 % dans le champ De Ruyter. De Ruyter est entré en service à la fin de septembre 2006. Le pétrole provenant des plateformes Hanze et De Ruyter est exporté par un pétrolier réservé à cet usage, dont les cargaisons sont vendues sur le marché au comptant dans le nord-ouest de l'Europe. Le gaz naturel produit dans le champ Hanze est acheminé vers la terre ferme par le pipeline Northern Offshore Gas Transport (NOGAT), et celui provenant de De Ruyter, par le réseau de pipeline Noord Gas Transport (NGT). La production dans le secteur des Pays-Bas de la Mer du Nord s'est établie à 13 200 bep/j pour les cinq derniers mois de 2009.

La principale source de production de gaz naturel dans le secteur néerlandais est constituée de la zone gazifère non exploitée L5b-L8b, dans laquelle Suncor a une participation économique directe d'environ 30 %. Le projet L5b-C, petit actif non exploité situé dans cette zone, est entré en production en novembre 2006. La Société détient une participation directe de 30 % dans le bloc L5b-C. Le gaz naturel produit est acheminé vers la terre ferme par pipeline et est vendu à N.V. Nederlandse Gasunie en vertu de contrats à long terme de livraison et de prélèvement. Suncor détient également une participation de 12 % dans l'installation de stockage terrestre de gaz Bergen exploité par TAQA, la société énergétique nationale Abu Dhabi et a des activités d'exploration jusqu'en Norvège.

Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, Suncor prévoit se départir de certains actifs non essentiels en Mer du Nord, notamment tous les actifs des Pays-Bas.

Autres - International

La production de pétrole brut est tirée de participations détenues surtout en Libye, tandis que la production de gaz naturel provient d'actifs situés au large de Trinité-et-Tobago. Un projet de développement lié au gaz naturel est également en cours en Syrie. La production totale du secteur Autres – International a atteint en moyenne 44 300 bep par jour durant les cinq derniers mois de 2009.

Libye

La Société exerce ses activités en Libye aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (CEPP) conclus avec la National Oil Corporation de Libye (NOC). Les CEPP sont en vigueur jusqu'en 2033 (une prolongation de cinq années peut être accordée s'il y a une production commerciale au cours des trois dernières années des ententes et si la prolongation est viable, sur le plan technique et commercial, pour Suncor et la Libye) et permettent à la Société et à la NOC de concevoir et d'assurer conjointement le réaménagement des champs existants dans le bassin Sirte. Suncor et la NOC paieront chacune la moitié des dépenses de mise en valeur, qui devraient atteindre au total 7 G\$ US bruts sur la durée des permis et de faire passer la production actuelle à 100 000 b/j nets pour Suncor. Aux termes des ententes, la Société est l'exploitant des activités d'exploration et s'est engagée à financer à part entière un programme d'exploration d'un coût estimatif de 460 M\$ US sur une période de cinq ans. Suncor est également engagée à l'égard des paiements de primes à la signature relatifs aux CEPP, pour environ 500 M\$ US, payables de 2010 à 2013.

Les travaux visant à mettre en œuvre les projets liés aux CEPP conclus avec la Libye ont commencé, en mettant l'accent sur la préparation des programmes de mise en valeur du champ pétrolière lié aux CEPP et en lançant le nouveau programme d'exploration. Le travail sur le programme d'exploration progresse, sept levés sismiques ont été réalisés en 2009, et deux équipes de levés sismiques continuent à acquérir des données dans le pays. À la fin de 2009, le programme sismique était achevé à près de 75 %. La Société prévoit commercer à forer son premier puits d'exploration au début de 2010. Suncor paye toutes les dépenses d'exploration.

Au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production de Suncor en Libye a atteint en moyenne 32 600 b/j (net pour Suncor). Pendant cette période, la production brute aux termes de nos CEPP avec la Libye a été initialement limitée à 82 000 b/j, puis à 50 000 b/j, de septembre jusqu'à la fin de l'année. En janvier 2010, la NOC a informé la Société que la production prévue par les CEPP de Suncor avec la Libye sera limitée à 70 000 b/j bruts (35 000 b/j net pour Suncor) par suite du quota convenu avec les producteurs de l'OPEP.

Au cours des cinq derniers mois de 2009, huit puits de développements ont été achevés dans les champs exploités de Libye, consistant en six puits de production et en deux puits d'injection. Trois puits de développement supplémentaires étaient en cours de forage à la fin de l'exercice.

Syrie

Suncor est l'exploitant à 100 % dans le cadre d'un contrat de partage de la production (CPP) dans le projet gazier Ebla. La Société paye la totalité des coûts qu'elle récupère au moyen de 40 % de la production. Les 60 % de la production restants sont répartis entre la Société et la Syrie, en fonction du volume. Aux termes du CPP, Suncor prévoit consacrer environ 1 G\$ à la mise en valeur des champs gaziers Ash Shaer et Cherrife et à la production d'environ 80 Mpi³/j de gaz naturel à partir de ces champs, le début de la production initiale étant actuellement prévu pour le deuxième trimestre de 2010. La plus grande partie de cette dépense (1,1 G\$) avait été engagée à la fin de 2009. La mise en valeur comprend des contrats de Ash Shaer du gaz à des prix liés au prix du mazout lourd méditerranéen. Globalement, le projet gazier Ebla est toujours sur les rails et était achevé à 90 % à la fin de 2009. Cinq puits ont été achevés et sont prêts à produire. Le levé sismique 3D sur le champ Cherrife a été achevé à la fin du deuxième trimestre de 2009 et est en cours d'interprétation. Le levé sismique 3D du champ de Ash Shaer, qui avait été réalisé au cours du deuxième trimestre de 2009, est en cours d'interprétation.

Trinité-et-Tobago

Le 25 février 2010, Suncor a conclu une entente visant la vente de ses actifs de Trinité-et-Tobago, contre un produit de 396 M\$ (380 M\$ US). La vente devrait se conclure en mars 2010 et elle fait l'objet des conditions de clôture, de l'approbation du gouvernement de Trinité-et-Tobago et d'autres approbations des organismes de réglementation usuelles.

La Société détient une participation directe de 17,3 % dans le projet de mise en valeur du gaz naturel extracôtier NCMA-1 exploité par BG Group PLC. Le gaz naturel produit est livré par pipeline à l'installation de gaz naturel liquéfié (GNL) d'Atlantic exploitée par Atlantic LNG à Point Fortin pour être liquéfié puis vendu sur les marchés des États-Unis et sur d'autres marchés internationaux. Suncor a des contrats de partage de la production (CPP) avec le ministère de l'Énergie de Trinité-et-Tobago et Energy Industries, prévoyant l'exploration des blocs 1a, 1b et 22 situés au large. Ces blocs couvrent une surface d'environ 4 258 kilomètres carrés. Divers puits d'exploration ont été forés à ce jour sur ces blocs.

Au cours de la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, la production de gaz naturel au large de Trinité-et-Tobago de Suncor a atteint en moyenne 70,3 millions de pi³ par jour, avec la hausse de la demande provenant du terminal de LGN durant la période. La société a certains engagements annuels minimums de livrer du gaz ou de rembourser la société de commercialisation, BG Gas Marketing, d'une valeur variable calculée aux termes du contrat de vente de LGN de Trinité. Les niveaux de production actuels sont suffisants pour répondre aux volumes engagés à court terme.

Produits principaux

Pour la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009, les ventes de pétrole bruts et de liquides de gaz naturel ont représenté 95 % des produits d'exploitation consolidés du secteur International, les 5 % restants provenant de ventes de gaz naturel. Vous trouverez ci-après les renseignements sur les volumes de ventes quotidiens et le pourcentage correspondant des produits d'exploitation de notre secteur International par produit pour les cinq derniers mois de 2009.

Produit :	Période de cinq mois terminé le 31 décembre 2009*	
	(milliers de bep par jour)	(% des produits d'exploitation)
Pétrole brut	101,5	95
Gaz naturel	19,3	5
Total	120,8	

* Reflète l'exploitation postérieure à la fusion avec Petro-Canada, survenue le 1^{er} août 2009

Concurrence

Pour l'analyse de la concurrence touchant notre secteur International, se reporter à la rubrique « Facteurs de risques — Concurrence » de la présente notice annuelle.

Conformité aux normes environnementales

Pour une analyse des risques posés à l'environnement par nos activités du secteur International, se reporter à la rubrique « Facteurs de risques — Risques juridiques et réglementaires » de la présente notice annuelle.

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation exploite des raffineries à Edmonton, en Alberta, à Montréal, au Québec, à Sarnia, en Ontario, au Canada, et à Commerce City, au Colorado, aux États-Unis d'une capacité totale de 443 000 b/j, ainsi qu'une usine de lubrifiants qui est le plus grand producteur d'huiles de base au Canada. Ce secteur commercialise des produits raffinés auprès de clients de la vente au détail, de clients commerciaux et de clients industriels, principalement au Canada et au Colorado, au moyen d'une combinaison de stations-service de vente au détail appartenant à la Société, exploitées par des concessionnaires et dans le cadre de coentreprises, d'un vaste réseau de transport routier commercial canadien et d'un solide circuit de ventes en vrac. Les actifs comprennent également le réseau de pipelines des Rocheuses, d'une longueur de 480 kilomètres, le réseau de pipelines Centennial, d'une longueur de 140 kilomètres, treize grands terminaux de produits raffinés au Canada et deux terminaux de produits au Colorado, aux États-Unis. En outre, le secteur Raffinage et de commercialisation détient des participations dans deux pipelines de produits raffinés ainsi que dans le pipeline Portland-Montréal et une participation de coentreprise dans un grand terminal de produits raffinés.

Canada – Généralités

Notre raffinerie d'Edmonton produit des pétroles légers et a actuellement le potentiel de fonctionner intégralement sur des charges d'alimentation provenant des sables pétrolifères. La raffinerie produit principalement de l'essence et des distillats, dont la majorité sont distribués dans l'Ouest canadien. Le rendement observé de notre raffinerie d'Edmonton en 2009, après des améliorations réalisées au cours des années antérieures, nous a permis de réviser à la hausse notre capacité nominale pour la porter à 135 000 b/j.

Notre raffinerie de Montréal a actuellement une capacité en pétrole brut de 130 000 b/j. Elle est alimentée en pétrole brut importé principalement au moyen du pipeline Portland-Montréal et a une configuration flexible qui lui permet de traiter une variété de pétroles bruts, notamment des pétroles lourds, et des charges d'alimentation intermédiaires. La raffinerie produit de l'essence, des distillats, des asphaltes, du mazout lourd, des produits pétrochimiques, des solvants et des charges d'alimentation pour notre usine de lubrifiants. Les produits fabriqués à la raffinerie de Montréal sont principalement distribués à travers le Québec et l'Ontario.

Suncor détient une participation de 51 % dans ParaChem Chemicals L.P. (ParaChem), qui est propriétaire et exploitant d'une usine de produits pétrochimiques située près de la raffinerie de Montréal. L'usine produit principalement jusqu'à 350 000 tonnes métriques par année de paraxylène, qui est utilisée pour fabriquer des textiles de polyester et des bouteilles de plastique. ParaChem produit également du benzène, de l'hydrogène et des hydrocarbures aromatiques lourds.

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 pétrolifères en 2007. L'usine raffine le pétrole provenant du secteur Sables pétrolifères 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 de l'éthanol à partir de maïs. Cet éthanol 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. En 2009, Suncor annonçait qu'elle prévoyait doubler la capacité de l'usine d'éthanol de St. Clair, pour la faire passer à 400 millions de litres par année. La construction de ce projet d'agrandissement est en cours et devrait être achevée d'ici la fin de 2010 ou le début de 2011.

Notre usine de lubrifiants de Mississauga, en Ontario, produit des lubrifiants spécialisés et des cires qui sont commercialisés au Canada et à l'échelle internationale. L'usine de lubrifiants de Suncor est le plus important producteur d'huiles de base au Canada, avec une capacité annuelle dépassant les 900 millions de litres.

Le réseau de stations-service de vente au détail de Suncor fait affaire sur le plan national sous la marque Petro-Canada et comprend des sites en Ontario exploités sous la marque Sunoco ainsi que des postes exploités aux termes de coentreprises. Les points de cartes-accès et de vente au détail de marque Sunoco dont Suncor est le propriétaire et l'exploitant changeront leur bannière et prendront celle de Petro-Canada à compter de 2010. En plus d'être commercialisés au moyen de nos stations-service de vente au détail exclusives, les produits du pétrole sont commercialisés au moyen d'installations de détaillants indépendants et de coentreprises. Parallèlement à la fusion, le Bureau de la concurrence du Canada a exigé que Suncor se départisse de 104 sites de vente au détail en Ontario. Le 8 décembre 2009, Suncor a accepté de vendre 98 sites dont les dates de clôture étaient prévues à partir du premier semestre de 2010. Des ententes sont actuellement en place pour satisfaire à l'intégralité de l'exigence de cession, que nous prévoyons compléter en 2010. Conjointement à la fusion, comme l'a demandé le Bureau de la concurrence du Canada, Suncor a également conclu des conventions relatives à des terminaux avec Ultramar Ltd. en vue de fournir 1,1 milliard de litres de capacité de terminal et de distribution dans la région du Grand Toronto pendant une période de dix ans.

Au 31 décembre 2009, notre réseau de stations-service de vente au détail se composait de 1 813 points partout au Canada, qui ont accaparé 21 % du marché national de la vente au détail de produits pétroliers, avec un chiffre de vente annuel s'établissant en moyenne à 4,1 millions de litres par site. Suncor produit également des revenus non tirés du pétrole au moyen de dépanneurs, de lave-autos et de services de réparation et d'entretien d'automobiles.

Points de ventes au détail :	Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008
Stations-service au détail de marque Petro-Canada®	1 318	—
Stations-service au détail de marque Sunoco®	280	276
Total des stations-service de vente au détail de marque	1 598	276
Stations-service de vente au détail exploitées en coentreprise	215	211
Total des stations-service de vente au détail	1 813	487

Suncor vend également des produits pétroliers pour le marché des fermes, du chauffage domiciliaire, du pavage et sur les marchés des petites industries, des commerces et des camions. Nous sommes le principal détaillant national pour le segment du transport routier commercial au Canada par le truchement de notre réseau Petro-Pass. Nous vendons également de grandes quantités de produits pétroliers directement à de grands clients industriels et commerciaux et de négociants indépendants. Sun Petrochemicals Company, coentreprise dont une filiale de Suncor et une raffinerie située à Toledo, en Ohio, sont propriétaires, a également contribué au chiffre d'affaires dans le circuit.

Points de ventes de gros :	Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008
Points de cartes-accès de marque Petro-Canada® (PETRO-PASS)	235	—
Installations de distributions en vrac pour les carburants destinés au secteur rural et aux fermes	10	11
Points de cartes-accès pour carburant de parcs de véhicules de marque Sunoco®	49	47
	294	58

Nous continuons à conclure des ententes d'achat-vente ou des ententes d'échange avec d'autres raffineurs, à l'occasion, afin de réduire les coûts de transport, d'équilibrer la disponibilité des produits et de tirer parti de notre actif. Nous achetons également des produits raffinés afin de répondre aux besoins des clients.

Ventes quotidiennes moyennes de produits pétroliers au Canada

Vous trouverez ci-après les volumes de ventes quotidiens et les pourcentages correspondants des produits d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation au cours des deux dernières années.

Produit :	2009		2008	
	(milliers de mètres cube par jour)	(% des produits d'exploitation)	(milliers de mètres cube par jour)	(% des produits d'exploitation)
Essence ⁽¹⁾	19,0	48	7,9	55
Distillats moyens ⁽²⁾	12,9	31	5,2	37
Autres ⁽³⁾	6,4	21	2,4	8
Total	38,3		15,5	

(1) Comprend l'essence pour véhicules et l'essence pour aéronefs.

(2) Comprend les huiles diesel, les huiles de chauffage et les carburants pour avions à réaction.

(3) Comprend le mazout lourd, les asphaltes, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfiés, les charges d'alimentation pétrochimiques et les autres produits pétroliers et non pétroliers.

Produit :	Période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009*	
	(milliers de mètres cube par jour)	(% des produits d'exploitation)
Essence ⁽¹⁾	33,6	46
Distillats moyens ⁽²⁾	23,5	31
Autres ⁽³⁾	11,7	23
Total	68,8	

* Reflète l'exploitation postérieure à la fusion avec Petro-Canada, survenue le 1^{er} août 2009.

(1) Comprend l'essence pour véhicules et l'essence pour aéronefs.

(2) Comprend les huiles diesel, les huiles de chauffage et les carburants pour avions à réaction.

(3) Comprend le mazout lourd, les asphaltes, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfié, les charges d'alimentation pétrochimiques et les autres produits pétroliers et non pétroliers.

États-Unis – Généralités

Notre secteur Raffinage et commercialisation se trouvant 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. Notre installation de raffinage de Commerce City, au Colorado, a actuellement une capacité de distillation de pétrole brut combinée de 93 000 b/j. La plupart des produits raffinés qui sortent de la raffinerie de Commerce City sont distribués à des clients industriels, commerciaux, de gros et à des raffineurs au Colorado. Le reste de notre production a été vendu par l'entremise d'un réseau de distribution au Colorado qui vend de l'essence et du carburant diesel à des clients de la vente au détail. Les ventes d'asphalte composaient le reste des ventes en 2009. Au 31 décembre 2009, notre réseau de stations-service de vente au détail se composait de 37 détaillants de marque Shell[®] et de sept de marque Phillips 66[®] (44 en 2008) au Colorado. Nous avons de plus des conventions d'approvisionnement avec 191 sites de vente au détail de marque Phillips 66[®] additionnels (200 en 2008) au Colorado.

Ventes quotidiennes moyennes de produits pétroliers aux États-Unis

Vous trouverez ci-après les volumes de ventes quotidiens et les pourcentages correspondants des produits d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation au cours des deux dernières années.

Produit :	2009		2008	
	(milliers de mètres cube par jour)	(% des produits d'exploitation)	(milliers de mètres cube par jour)	(% des produits d'exploitation)
Essence ⁽¹⁾	8,5	54	8,0	49
Distillats moyens ⁽²⁾	5,3	35	5,6	42
Autres ⁽³⁾	2,7	11	2,4	9
Total	16,5		16,0	

(1) Comprend l'essence pour véhicules et l'essence pour aéronefs.

(2) Comprend les huiles diesel, les huiles de chauffage et les carburants pour avions à réaction.

(3) Comprend le mazout lourd, les asphaltes, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfié, les charges d'alimentation pétrochimiques et les autres produits pétroliers et non pétroliers.

Approvisionnement en charges d'alimentation

Canada – Généralités

Notre raffinerie d'Edmonton a la capacité de traiter du PBS. La raffinerie a la capacité de valoriser directement une charge d'alimentation composée d'un mélange de pétrole de l'Athabasca de 35 000 b/j (composé de 25 000 b/j de bitume et de 10 000 b/j de diluant) et de traiter 45 000 b/j de pétrole brut synthétique sulfureux. La raffinerie peut

également traiter 55 000 b/j de PBS non sulfureux au moyen de son train de pétrole synthétique. Le brut raffiné à la raffinerie d'Edmonton provient de notre secteur Sables pétrolifères et de tierces parties aux termes de contrats au mois.

Notre raffinerie de Montréal traite principalement du pétrole brut classique provenant de l'étranger. La plus grande partie du brut de la raffinerie provient de tiers, au moyen de contrats au mois, et est livrée au moyen du pipeline Portland-Montréal. Nous n'avons pris aucun engagement en matière de capacité ferme envers les réseaux de pipelines associés. D'autres charges d'alimentation, achetées aux termes de contrats au mois, sont principalement livrées par voie maritime. Le pétrole brut est obtenu au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de conventions qui peuvent être résiliées sur court préavis.

Notre raffinerie de Sarnia traite du PBS et du pétrole brut classique. En 2009, 56 000 b/j de pétrole brut raffiné à la raffinerie de Sarnia était du PBS dont 43 700 b/j provenaient de notre secteur Sables pétrolifères. La raffinerie a acheté le reste du PBS de même que ses charges d'alimentation classiques et condensats auprès de tiers aux termes de contrats au mois.

Le pétrole brut classique que nous raffinons à notre raffinerie de Sarnia provient principalement de l'Ouest du Canada, et il s'y ajoute périodiquement 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 en matière de capacité ferme pour ces réseaux de pipelines. L'approvisionnement en pétrole brut se fait généralement au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de conventions qui peuvent être résiliées sur court préavis. En cas de perturbation importante de l'approvisionnement en PBS, la raffinerie a le choix de substituer à cette source d'autres sources de pétrole brut classique peu sulfureux ou sulfureux.

Les charges d'alimentation pour notre installation de lubrifiants proviennent de la raffinerie de Montréal et d'autres contrats d'achat.

États-Unis – Généralités

Notre raffinerie de Commerce City traite tant du pétrole brut classique que du PBS. Environ 19 % du pétrole brut de la raffinerie est acheté auprès de sources canadiennes, le restant provenant des États-Unis, principalement de la région des Rocheuses.

Les conventions d'achat de pétrole brut de la raffinerie peuvent être renouvelées 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 sulfureux en effectuant des achats au comptant.

Depuis l'achèvement de nos projets de désulfuration du carburant diesel et d'intégration des sables pétrolifères, nous sommes en mesure de traiter jusqu'à 15 000 b/j de pétrole brut sulfureux du secteur Sables pétrolifères à nos raffineries aux États-Unis.

Le tableau suivant résume les charges d'alimentation de brut et les utilisations des raffineries pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Raffinerie	Charges d'alimentation en brut quotidiennes moyennes (en milliers de b/j)*						(% d'utilisation)
	Charges d'alimentation en brut quotidiennes moyennes (en milliers de b/j)	Classique	Synthétique	Synthétique provenant des sables pétrolifères	Autres		
Edmonton	115,6	20,4	36,8	58,4	—	92	
Montréal	110,6	110,6	—	—	—	85	
Sarnia	75,3	18,8	12,3	43,7	0,5	89	
Commerce City	95,3	86,0	-	9,3	-	103	

* Reflète la période allant du 1^{er} août 2009 au 31 décembre 2009 pour les actifs de l'ancienne Petro-Canada (Edmonton et Montréal) et du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2009 pour les actifs de l'ancienne Suncor (Sarnia et Commerce City).

Transport et distribution

Notre secteur Raffinage et commercialisation détient des participations dans deux pipelines de pétrole brut, deux pipelines de produits raffinés, dans le pipeline Portland-Montréal et une participation de coentreprise dans un grand terminal de produits raffinés. Notre secteur Raffinage et commercialisation est propriétaire et exploitant de treize grands terminaux de produits raffinés au Canada et de deux terminaux de produits au Colorado, aux États-Unis.

Canada – Généralités

Notre secteur Raffinage et commercialisation est propriétaire et exploitant d'installations de transport de pétrole ainsi que d'installations de terminaux et de docks à travers le Canada.

La raffinerie d'Edmonton utilise principalement Alberta Products Pipe Line Inc., dans laquelle Suncor détient une participation dans le capital de 35 %, et Trans-Mountain Pipelines Inc., comme principaux modes de transport de l'essence et du diesel jusqu'aux marchés clés dans l'Ouest canadien. En outre, les pipelines, installations ferroviaires et services de transport par camion d'Enbridge sont utilisés pour transporter les produits de l'Ouest.

Les pipelines utilisés par la raffinerie de Montréal pour le transport de l'essence et des distillats moyens sont Montreal Pipeline Limited, dans laquelle Suncor détient une participation dans le capital de 24 %, et Trans-Northern Pipeline, dans laquelle Suncor détient une participation dans le capital de 33 %.

Pour notre raffinerie de Sarnia, le pipeline Sun-Canadian, qui appartient à 55 % à Suncor, est le principal mode de transport pour l'essence, le carburant diesel, le carburant pour avions et les mazouts de chauffage vers ses principaux marchés en Ontario. Le pipeline est exploité comme une installation privée par ses propriétaires, et il dessert des installations de terminaux à Toronto, à Hamilton et à London.

Nous avons par ailleurs accès 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 établissements de Sarnia et de Montréal du secteur Raffinage et commercialisation d'acheminer des produits vers les marchés ou d'obtenir des charges d'alimentation ou des produits lorsque la conjoncture est favorable sur les marchés du Michigan et de l'Ohio, et il est assujéti à des contraintes de disponibilité de pipelines.

États-Unis – Généralités

En ce qui concerne nos activités aux États-Unis, environ 60 % du pétrole brut traité à notre raffinerie de Commerce City est transporté par pipeline, et le reste par camion. Nous sommes propriétaire et exploitant 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 et 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 2009, de Guernsey à Cheyenne, et de 73 500 b/j, de Cheyenne à Denver. En 2009, il a utilisé environ 53 % (43 % en 2008) de sa capacité pour un débit moyen de 20 000 b/j (16 500 b/j en 2008) entre Guernsey et Cheyenne et en a utilisé environ 87 % (85 % en 2008), soit un débit moyen de 64 000 b/j (62 200 b/j en 2008) 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 57 % (46 % en 2008) de sa capacité, pour un débit moyen d'environ 36 000 b/j (29 400 b/j en 2008).

Nous disposons aux États-Unis de plates-formes de chargement ferroviaire et routier à la raffinerie de Commerce City et d'une capacité de chargement de produits dépassant 30 000 b/j, d'un pipeline pour le carburéacteur d'un mille de longueur d'une capacité de 7 000 b/j, raccordé à un réseau pipelinier de transport public et 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 activités au Canada que pour nos activités aux États-Unis, que nos installations de stockage et celles visées par des conventions à long terme intervenues avec des tiers sont suffisantes pour combler nos besoins de stockage et de distribution actuels et prévisibles.

Concurrence

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

Conformité aux normes environnementales

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

Siège social, commerce d'énergie et éliminations

Le secteur Siège social, commerce d'énergie et éliminations comprend des activités de commerce d'énergie avec des tiers, notre entreprise d'énergie renouvelable et d'autres activités qui ne sont pas directement attribuables à un secteur d'exploitation.

ESTIMATIONS DES RÉSERVES

Généralités

En tant qu'émetteur canadien, nous sommes assujettis aux obligations d'information prescrites par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (ACVM), notamment l'obligation de présenter nos réserves conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »). Toutefois, afin d'harmoniser notre information pétrolière et gazière au Canada et aux États-Unis, nous avons obtenu une dispense des Autorités canadiennes en valeurs mobilières nous permettant de présenter nos réserves conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Voir « Dispenses » dans la présente notice annuelle. La SEC a mis à jour ses exigences en matière d'information à l'égard du pétrole et du gaz avec l'émission de sa règle définitive intitulée *Modernization of Oil and Gas Reporting*, le 31 décembre 2008. Aux termes de la nouvelle règle de la SEC, la divulgation des réserves probables est désormais autorisée en plus des réserves prouvées. La divulgation des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères sous forme d'activités pétrolières et gazières est également autorisée. L'information à l'égard des réserves 2009 de Suncor englobe tant les réserves prouvées que probables de toutes nos activités pétrolières et gazières, notamment nos zones des sables pétrolifères et les installations de valorisation connexes.

Les différences dans les estimations des réserves entre les exigences d'information américaine et la méthodologie du Règlement 51-101 peuvent être importantes, principalement par suite des différences entre les prix des produits stipulés devant être utilisés pour les évaluations des réserves. Les exigences d'information des États-Unis prescrivent l'utilisation d'une moyenne du prix le premier jour du mois pour les 12 mois avant la fin de l'exercice, alors que les ACVM exigent le recours à un prix prévisionnel. Toutefois, cette différence des méthodologies d'établissement des prix n'a pas eu d'incidence importante sur l'information en matière de réserves de 2009.

Parmi les différences additionnelles entre les exigences d'information américaine et la méthodologie utilisée aux termes du Règlement 51-101 mentionnons les suivantes :

- les entités inscrites à la SEC appliquent les définitions des réserves de la SEC et préparent leurs estimations des réserves conformément aux exigences de la SEC et des pratiques généralement acceptées dans l'industrie aux États-Unis, alors que le Règlement 51-101 exige qu'on adhère aux définitions et aux normes promulguées par le manuel COGE;
- la SEC prescrit de divulguer les réserves par pays ou par zone géographique et les ventes de produits alors que le Règlement 51-101 exige la divulgation de plus de catégories de réserve et de types de produits;
- la SEC prescrit de divulguer certains renseignements à l'égard des réserves prouvées et probables non mises en valeur et des frais de mise en valeur futurs, alors que les exigences du Règlement 51-101 sont différentes;
- la SEC ne permet pas de regrouper les réserves prouvées et probables, alors que le Règlement 51-101 exige une divulgation globale.

Le texte qui suit est une description générale des principales différences seulement. Les différences entre les exigences de la SEC et les exigences du Règlement 51-101 peuvent être importantes.

En plus de présenter nos réserves conformément aux obligations d'information des États-Unis, nous fournissons également de l'information volontaire (non conforme aux exigences d'information américaines). Notre information volontaire additionnelle différera de l'information exigée par les États-Unis sous les aspects suivants :

- Déclaration des réserves sur une base brute (avant les redevances volontairement), ainsi que la base nette requise (après les redevances) aux termes des exigences d'information américaines.
- Déclaration de l'ajout volontaire de la somme des réserves prouvées et probables ensemble sur une base brute (avant les redevances) ainsi qu'une déclaration séparée, au besoin, aux termes des exigences d'information américaines.
- Déclaration des ressources éventuelles et des ressources récupérables restantes sur une base brute (avant les redevances) en vertu du Règlement 51-101 (la divulgation des ressources n'est pas reconnue aux termes des exigences d'information américaines).

La majorité des réserves prouvées et des réserves probables de Suncor sont situées au Canada, dans les sables pétrolifères de l'Athabasca, dans des gisements de type classique situés dans l'Ouest canadien et aux larges de la côte Est du Canada. Suncor a également des réserves prouvées et des réserves probables nord-américaines aux États-Unis et des réserves prouvées et probables internationales dans la Mer du Nord en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago.

Processus et contrôles relatifs à l'évaluation des réserves

GLJ Petroleum Consultants Ltd. (GLJ) et Sproule Associates Limited (Sproule) ont évalué ou examiné la totalité de nos réserves nord-américaines, et RPS Energy Plc (RPS) a évalué ou examiné la totalité de nos réserves internationales. Ces trois consultants en pétrole indépendants sont des évaluateurs de réserve qualifiés et indépendants reconnus par l'industrie. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, 95 % des réserves prouvées de Suncor et 94 % de ses réserves probables ont été évaluées à l'externe. Ces évaluations par des tiers ont été revues à l'interne par les secteurs de Suncor, par le comité directeur sur les réserves (un comité de gestion) et par le comité de vérification du conseil d'administration, avant divulgation. Le comité de vérification de Suncor comprend des membres du conseil indépendants qui ont examiné les compétences et approuvé la nomination des évaluateurs des réserves indépendants qualifiés. Le comité de vérification a également examiné annuellement les procédures et les processus prévus pour donner des renseignements aux évaluateurs.

Les droits de concession minière de Suncor, les droits de concession in situ Firebag, les droits de concession minière Syncrude de l'ancienne Petro-Canada et la quasi-totalité des participations terrestres nord-américaines de l'ancienne Suncor ont été évaluées au 31 décembre 2009 par des consultants en pétrole indépendants, GLJ. Les concessions terrestres nord-américaines de l'ancienne Suncor qui n'ont pas été évaluées par GLJ ont été examinées par celle-ci. Dans le « Rapport sommaire de GLJ sur les réserves » (l'annexe « E ») daté du 5 mars 2010, GLJ fournit un sommaire de ses évaluations et examens des réserves prouvées et probables aux termes des exigences d'information américaines. GLJ a également évalué les ressources éventuelles associées aux concessions minières de l'ancienne Suncor, aux concessions in situ Firebag et aux droits de concession minière Syncrude de l'ancienne Petro-Canada.

Les participations terrestres nord-américaines de l'ancienne Petro-Canada, les droits dans des concessions de la côte Est du Canada et les droits de concession in situ de MacKay River ont été évalués au 31 décembre 2009 par des consultants en pétrole indépendants, Sproule. Dans le « Rapport sommaire de Sproule sur les réserves » (l'annexe « F ») daté du 5 mars 2010, Sproule donne un sommaire des évaluations des réserves prouvées et probables aux termes des exigences d'information américaines. Sproule a également vérifié les ressources éventuelles de Fort Hills de l'ancienne Petro-Canada.

Environ 45 % des réserves de l'ancienne Petro-Canada se rapportant à notre secteur International ont été évaluées au 31 décembre 2009 par des consultants en pétrole indépendants, RPS. Les participations internationales de l'ancienne Petro-Canada qui n'ont pas été évaluées par RPS ont été examinées par celle-ci. Dans le « Rapport sommaire de RPS sur les réserves » (l'annexe « G »), daté du 5 mars 2010, RPS fournit un résumé de ses évaluations et examens des réserves prouvées et probables aux termes des exigences d'information américaines.

Il existe un grand nombre d'incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves pétrolières et gazières, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société. Les estimations des réserves pétrolières et gazières récupérables de façon rentable sont fondées sur diverses variables et hypothèses, notamment des interprétations géoscientifiques, les prix des marchandises, les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations ainsi que la production historique tirée des propriétés. Ces estimations s'assortissent d'un certain degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations à l'égard des réserves pétrolières et gazières récupérables de façon rentable attribuées aux propriétés et le classement des réserves en fonction du risque de récupération peuvent varier sensiblement. La production, les produits d'exploitation, les redevances, les taxes et impôts et les frais de mise en valeur et d'exploitation réels liés aux réserves peuvent varier de façon importante par rapport aux estimations.

Définitions et notes afférentes aux tableaux des données relatives aux réserves

Dans les tableaux présentés ci-après 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 de nos droits de 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 (voir l'exposé sur les redevances ci-après);
 - 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 participation directe;
3. « **PBS** » désigne le pétrole brut synthétique.
 4. Le total des colonnes pourrait sembler inexact, étant donné que les nombres ont été arrondis.
 5. Les estimations des réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel présentées dans les rapports des tiers évaluateurs sont fondées sur les définitions et les lignes directrices de la SEC. Un résumé de certaines de ces définitions est présenté ci-après. Les réserves de PBS comprennent nos volumes de vente de diesel des Sables pétrolifères.
 6. Voir « Situation dans le secteur — Redevances et incitatifs » de la présente notice annuelle et la partie intitulée « Redevances » de notre rapport de gestion pour un exposé sur les redevances applicables. Ces hypothèses reflètent les conditions du marché et le contexte réglementaire, tel que cela est requis, au 31 décembre 2009, qui pourraient différer de façon sensible par rapport à d'autres périodes de l'année, ou périodes futures. Les changements des conditions du marché et du contexte réglementaire et les hypothèses peuvent avoir une incidence importante sur les estimations des réserves nettes.

Catégories de réserves (définitions de la SEC)

Réserves. Les réserves sont des quantités restantes estimées de pétrole, de gaz et de substances connexes pouvant être produites de façon rentable, à une date donnée, par l'application de projets de mise en valeur à des accumulations connues. En outre, il doit exister, ou il doit y avoir une attente raisonnable qu'il existera, le droit légal de produire ou un droit aux produits tirés de la production, des installations pour livrer le pétrole et le gaz ou les substances connexes au marché ainsi que tous les permis et le financement nécessaire pour mettre en œuvre le projet.

Réserves prouvées de pétrole et de gaz. Les réserves prouvées de pétrole et de gaz sont les volumes de pétrole et de gaz qui, par suite d'une analyse de données tirées des géosciences et de données techniques, qui peuvent être estimées avec un degré de certitude raisonnable comme étant productives de façon rentable à compter d'une date donnée provenant, de gisements connus, et sous des conditions économiques, au moyen de méthodes d'exploitation et aux termes de règlements gouvernementaux existants avant le moment de l'expiration de contrats donnant le droit de les exploiter, à moins que les preuves indiquent que leur renouvellement est raisonnablement assuré, que des méthodes déterministes ou probabilistes soient ou non utilisées pour l'estimation. Le projet visant à extraire les hydrocarbures doit avoir été entrepris, ou l'exploitant doit être raisonnablement sûr qu'il sera entrepris, dans un délai raisonnable.

Réserves de pétrole et de gaz probables. Les réserves probables sont les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées mais pour qui, avec les réserves prouvées, il est aussi probable qu'elles soient recouvrées qu'elles ne le soient pas.

- (i) Lorsque des méthodes déterminées sont utilisées, il est tout aussi probable qu'improbable que les quantités recouvrées restantes réelles excèdent la somme des réserves estimatives prouvées et des réserves prouvables. Lorsque des méthodes probabilistes sont utilisées, il doit exister une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.
- (ii) Les réserves probables peuvent être assignées à des zones d'un réservoir adjacentes à des réserves prouvées lorsque le contrôle à l'aide des données ou les interprétations de données disponibles sont moins sûres, même si la continuité de structure ou la productivité interprétées du réservoir ne remplissent pas le critère de certitude raisonnable. Des réserves probables peuvent être assignées à des zones qui se situent structurellement plus haut que les zones prouvées si ces zones communiquent avec le réservoir prouvé.
- (iii) Les réserves probables estimatives comprennent également le potentiel d'augmentation des quantités associées à un pourcentage de récupération supérieur des hydrocarbures en place que ce qui est présumé pour les réserves prouvées.

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.

Réserves pétrolières et gazières mises en valeur. Les réserves de pétrole et de gaz mises en valeur sont les réserves de quelque catégorie que ce soit qu'on prévoit récupérer :

- (i) Par l'entremise de nouveaux puits à l'aide du matériel et des méthodes d'exploitation existants ou pour lequel le coût du matériel requis est relativement mineur comparé au coût d'un nouveau puits;
- (ii) Par l'entremise de matériel d'extraction et d'infrastructures d'exploitation installés au moment de l'estimation des réserves si l'extraction s'effectue par des moyens qui ne comprennent pas un puits.

Réserves pétrolières et gazières non mises en valeur. Les réserves de pétrole et de gaz non mises en valeur sont les réserves de quelque catégorie que ce soit qu'on prévoit récupérer grâce à de nouveaux puits sur des surfaces non forées, ou à des puits existants lorsque des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour les achever de nouveau. En outre :

- (i) Les réserves sur les superficies non forées sont limitées à celles qui compensent directement les zones d'espacement du projet, dont on peut raisonnablement être certain qu'elles donneront une production lorsqu'elles seront forées, à moins que des preuves, recueillies à l'aide d'une technologie fiable, établissent avec une certitude raisonnable leur productibilité économique à de plus grandes distances.
- (ii) Les emplacements non forés peuvent être classés comme ayant des réserves non mises en valeur seulement si un plan de mise en valeur a été adopté, indiquant qu'il est prévu qu'elles seront forées dans les cinq ans, à moins que les circonstances spécifiques ne justifient des délais plus long.
- (iii) En aucun cas les estimations à l'égard de réserves non mises en valeur ne seront attribuées à une superficie pour laquelle l'application d'une technique d'injection de fluide ou une autre technique de récupération améliorée est prévue, à moins que ces techniques aient prouvé leur efficacité sur des projets effectifs dans le même réservoir ou dans un réservoir analogue ou qu'il existe d'autres preuves utilisant une technologie fiable qui établissent qu'il y a une certitude raisonnable de leur existence.

Catégorie de ressources (définition selon le manuel COGE du Règlement 51-101; non conforme aux exigences d'informations américaines)

Ressources éventuelles. Les quantités de pétrole estimatives, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir d'accumulations connues à l'aide d'une technologie établie ou d'une technologie en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme étant récupérables sur le plan commercial par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Il n'est pas certain qu'il sera viable sur le plan commercial de produire les ressources éventuelles.

Les éventualités peuvent comprendre divers facteurs, par exemple des questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire, ou l'absence de marchés. Il convient également de classer à titre de ressources éventuelles les quantités découvertes estimatives récupérables associées à un projet qui en est au début de son stade d'évaluation.

Les meilleures estimations des ressources éventuelles sont considérées comme la meilleure estimation de la quantité qui sera effectivement récupérée. Il est également vraisemblable que les quantités effectivement restantes et récupérées seront supérieures ou inférieures aux meilleures estimations. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est préparée indépendamment des risques liés à l'atteinte d'une production commerciale.

Ressources récupérables restantes (scénario sans risque). La somme arithmétique des réserves prouvées et probables et de la meilleure estimation des ressources éventuelles. Suncor n'a pas qualifié 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.

Analyse des changements aux estimations des réserves.

Changements liés aux exigences d'information révisées sur les réserves de la SEC. Avec l'émission de la règle définitive de la SEC intitulée Modernization of Oil and Gas Reporting, le 31 décembre 2008, la divulgation relative à l'exploitation des sables pétrolifères est désormais considérée comme une activité pétrolière et gazière, et les quantités de pétrole et de gaz qui doivent être valorisées et vendues comme PBS peuvent maintenant être divulguées à titre de volumes de PBS. Par conséquent, les réserves minières des sables pétrolifères peuvent désormais être incluses dans les tableaux des réserves et les volumes de bitume qui doivent être valorisés et vendus à titre de PBS sont déclarés comme volumes de PBS. Afin d'indiquer le changement lié à la déclaration de volumes de bitume seulement amené par les nouvelles exigences de la règle de la SEC, un rajustement d'une ligne a été apporté pour indiquer les soldes de clôture de 2008 comme si la règle avait pris effet le 31 décembre 2008.

Fusion de Suncor et de Petro-Canada. Avec prise d'effet le 1^{er} août 2009, l'ancienne Suncor et l'ancienne Petro-Canada ont fusionné afin de former une société par actions unique prorogée sous le nom de « Suncor Énergie Inc. ». L'ajout des propriétés de Petro-Canada est indiquée comme un achat effectué par Suncor. Pour calculer les volumes achetés, les soldes de réserves de clôture 2008 de Petro-Canada ont été utilisés et rajustés pour tenir compte des volumes de production de 2009 et des achats ou des ventes d'actifs effectués avant le 1^{er} août 2009. Au total, 752 millions de barils de volume de pétrole prouvés sur une base nette (après les redevances) et 1 179 Gpi³ de volume de gaz naturel prouvés sur une base nette (après les redevances) ont été ajoutés aux réserves prouvées de Suncor par suite de la fusion.

Production

La production indiquée dans les tableaux reflète la production pour l'année complète à l'égard des propriétés de l'ancienne Suncor, mais ne représente que la production des cinq derniers mois de l'exercice pour les propriétés de l'ancienne Petro-Canada.

Réserves de bitume

Étant donné qu'une partie de la production de bitume in situ de Suncor sera vendue directement aux marchés plutôt que d'être valorisée et vendue à titre de PBS, environ 1/3 de nos réserves prouvées sont maintenant indiquées à titre de volumes de bitume.

In situ

Plus de 80 % de nos réserves prouvées non mises en valeur et plus de 75 % de nos réserves non probables non mises en valeur sont associées à nos propriétés in situ. Ces réserves sont bien délimitées au moyen de carottages, elles sont incluses dans nos plans d'affaires et font l'objet des approbations réglementaires appropriées. Il s'agit de projets à long terme, et la nouvelle production est prévue être mise en marche sur la plus grande partie de la durée de vie du projet à mesure que la capacité devient disponible aux installations de traitement existantes ou lorsque de nouvelles installations sont construites. En 2009, environ 28 millions de barils ont été déplacés de la catégorie des réserves non mises en valeur prouvées à la catégorie de réserves mises en valeur prouvées par suite de travaux de mise en valeur permanents.

Exploitation

Par suite de la mise en valeur continue de notre extension North Steepbank, environ 500 millions de barils de réserves ont été retirés de la catégorie des réserves non mises en valeur probables, et environ 330 millions de barils ont été versés dans les catégories des réserves mises en valeur prouvées, le reste étant attribué à la catégorie des réserves mises en valeur probables.

International

Une grande partie de nos réserves de gaz non mises en valeur probables et prouvées du secteur Autres – International sont associées à la mise en valeur du champ Ebla, en Syrie. On s'attend actuellement à ce que la majorité de ces réserves soient passées dans la catégorie des réserves mises en valeur prouvées après que le gisement aura commencé ses activités de production, en 2010.

DIVULGATION REQUISE DU PÉTROLE ET DU GAZ AUX TERMES DES RÈGLES AMÉRICAINES

Le tableau ci-après indique que les soldes de réserves probables et prouvées à la fin de l'exercice 2009 de Suncor, a été préparé conformément aux normes de la SEC relativement aux activités pétrolières et gazières :

Sommaire des réserves pétrolières et gazières après redevances⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾ (après les redevances)

Catégorie de réserves	Réserves				Catégorie de réserves	Réserves			
	Pétrole et LNG (millions/b)	Gaz naturel (Gpi ³)	PBS (millions/b)	Bitume (millions/b)		Pétrole (millions/b)	Gaz naturel (Gpi ³)	PBS (millions/b)	Bitume (millions/b)
PROUVÉES					PROBABLE				
Mises en valeur					Mises en valeur				
Mer du Nord ⁽⁴⁾	72	29	—	—	Mer du Nord ⁽⁴⁾	36	23	—	—
Autres- International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	38	93	—	—	Autres- International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	30	42	—	—
Amérique du Nord (sur terre)	35	1 229	—	—	Amérique du Nord (sur terre)	6	282	—	—
Côte Est du Canada	41	—	—	—	Côte Est du Canada	39	—	—	—
Sables pétrolifères <i>in situ</i>	—	—	152	22	Sables pétrolifères <i>in situ</i>	—	—	69	8
Sables pétrolifères Exploitation ⁽⁸⁾	—	—	1 899	—	Sables pétrolifères Exploitation ⁽⁸⁾	—	—	287	—
Total des réserves mise en valeur	186	1 351	2 051	22	Total des réserves mise en valeur	111	347	356	8
Non mise en valeur					Non mise en valeur				
Mer du Nord ⁽⁴⁾	69	—	—	—	Mer du Nord ⁽⁴⁾	36	50	—	—
Autres- International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	6	294	—	—	Autres- International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	31	222	—	—
Amérique du Nord (sur terre)	7	48	—	—	Amérique du Nord (sur terre)	9	211	—	—
Côte Est du Canada	26	—	—	—	Côte Est du Canada	60	—	—	—
Sables pétrolifères <i>in situ</i>	—	—	514	389	Sables pétrolifères <i>in situ</i>	—	—	507	1 336
Sables pétrolifères Exploitation ⁽⁸⁾	—	—	0	—	Sables pétrolifères Exploitation ⁽⁸⁾	—	—	237	—
Total des réserves non mise en valeur	108	342	514	389	Total des réserves non mise en valeur	136	483	744	1 336
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	294	1 693	2 565	411	TOTAL DES RÉSERVES PROBABLES	247	830	1 100	1 344

- (1) Les chiffres du tableau ci-dessus sont arrondis au million de baril ou au milliard de pi³ le plus rapproché, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.
- (2) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations effectuées par GLJ, Sproule, RPS et Suncor, avec date de prise d'effet au 31 décembre 2009 et ne tiennent pas compte de cessions prévues après la date d'effet. Les rapports sommaires sur les réserves de GLJ, de Sproule et de RPS sont inclus aux annexes « E », « F » et « G », respectivement de la présente notice annuelle.
- (3) Les réserves prouvées avant redevances représentent la participation directe de Suncor dans les réserves, avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction des lois ou des règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Les volumes des réserves après redevances reflètent les montants nets des redevances dérogatoires payées et reçues.
- (4) Les réserves de la Mer du Nord sont assujetties à un régime classique de redevances et d'impôts. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves exploitées sur terre aux Pays-Bas.
- (5) Les réserves prouvées comprennent des quantités de pétrole brut et de gaz naturel, qui seront exploitées en vertu d'arrangements, et qui prévoient une participation de la Société ou de ses filiales aux risques et aux récompenses d'amont, mais qui ne transfèrent pas le titre de propriété des produits à ces sociétés.
- (6) Dans le cadre des contrats de partage de l'exploration et de la production (CPP) de Suncor, les réserves prouvées après redevances ont été calculées au moyen de la méthode de la participation financière et comprennent la quote-part de la Société des droits sur la production future, calculée selon les modalités du contrat relatif à la récupération des coûts et des profits. Les droits aux réserves sont ensuite rajustés afin de comprendre les réserves se rapportant aux impôts sur le bénéfice à payer. Conformément à cette méthode, les réserves déclarées augmenteront avec la diminution des prix du pétrole (et vice-versa) puisque le nombre de barils nécessaires pour récupérer les coûts varie en fonction du prix courant du pétrole.
- (7) Toutes les réserves déclarées sous la rubrique « Autres – International » (qui comprennent les réserves en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago) sont calculées conformément à la note de bas de page 5.
- (8) Par suite de la modification de la règle de la SEC relativement à la déclaration des activités minières à titre d'activités pétrolières et gazières, Suncor a inclus les réserves relatives à l'exploitation des sables pétrolifères, lesquelles avaient auparavant été déclarées aux termes de la Mining Guide 7. Pour de plus amples renseignements, voir la page 33.

Les tableaux suivants sont fournis conformément aux dispositions du Financial Accounting Standards Board, Topic 932 Extractive Industries – Oil and Gas.

Réserves mises en valeur et non mises en valeur prouvées, après redevances

	Activités pétrolières ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾⁽¹¹⁾⁽¹²⁾										
	Total par produits				International			Amérique du Nord			
	Total	Pétrole et LGN (en millions de barils)	PBS (en millions de barils)	Bitume (en millions de barils)	Mer du Nord ⁽⁴⁾ Pétrole et LGN (en millions de barils)	Autres - International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾ Pétrole et LGN (en millions de barils)	Sables pétroliers in situ				
							Amérique du Nord (terre ferme) et LGN (en millions de barils)	Côte Est du Canada Pétrole et LGN (en millions de barils)	PBS (en millions de barils)	Bitume (en millions de barils)	Sables pétroliers-Exploitation PBS ⁽¹⁰⁾ (en millions de barils)
Début de l'exercice 2007	910	7	—	903	—	—	7	—	—	903	—
Révisions par rapport aux estimations antérieures ⁽⁸⁾	68	—	—	68	—	—	—	—	—	68	—
Achats de réserves sur place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	99	—	—	99	—	—	—	—	—	99	—
Production nette	(14)	(1)	—	(13)	—	—	(1)	—	—	(13)	—
Ventes de réserves sur place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fin de l'exercice 2007	1 063	6	—	1 057	—	—	6	—	—	1 057	—
Révisions par rapport aux estimations antérieures ⁽⁸⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Achats de réserves sur place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	35	—	—	35	—	—	—	—	—	35	—
Production nette	(14)	(1)	—	(13)	—	—	(1)	—	—	(13)	—
Vente de réserves sur place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fin de l'exercice 2008	1 084	5	—	1 079	—	—	5	—	—	1 079	—
Rajustement par suite du changement de la règle de la SEC ⁽⁹⁾	1 218	—	2 254	(1 036)	—	—	—	—	833	(1 036)	1 421
Début de l'exercice 2009	2 302	5	2 254	43	—	—	5	—	833	43	1 421
Révisions par rapport aux estimations antérieures ⁽⁸⁾	(8)	34	(411)	369	6	4	5	19	(330)	369	(81)
Achats des réserves de Petro-Canada	752	264	488	—	145	36	34	49	178	—	310
Achat d'autres réserves sur place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	343	13	330	—	1	6	1	5	—	—	330
Production nette	(118)	(21)	(96)	(1)	(11)	(2)	(3)	(5)	(15)	(1)	(81)
Vente de réserves sur place	(1)	(1)	—	—	—	—	—	(1)	—	—	—
Fin de l'exercice 2009	3 270	294	2 565	411	141	44	42	67	666	411	1 899
Réserves prouvées mises en valeur											
Début de l'exercice 2009	1 565	5	1 560	—	—	—	5	—	139	—	1 421
Fin de l'exercice 2009	2 259	186	2 051	22	72	38	35	41	152	22	1 899
Réserves prouvées non mises en valeur											
Début de l'exercice 2009	738	—	695	43	—	—	—	—	695	43	—
Fin de l'exercice 2009	1 011	108	514	389	69	6	7	26	514	389	—

(1) Les chiffres du tableau ci-dessus sont arrondis au million de baril ou au milliard de pi³ le plus rapproché, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.

(2) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations effectuées par GLJ, Sproule, RPS et Suncor, avec date de prise d'effet au 31 décembre 2009 et ne tiennent pas compte de cessions prévues après la date d'effet. Les rapports sommaires sur les réserves de GLJ, de Sproule et de RPS sont inclus aux annexes « E », « F » et « G », respectivement de la présente notice annuelle.

(3) Les réserves prouvées avant redevances représentent la participation directe de Suncor dans les réserves, avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction des lois ou des règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Les volumes des réserves après redevances reflètent les montants nets des redevances dérogatoires payées et reçues.

(4) Les réserves de la Mer du Nord sont assujetties à un régime classique de redevances et d'impôts. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves exploitées sur terre aux Pays-Bas.

(5) Les réserves prouvées comprennent des quantités de pétrole brut et de gaz naturel, qui seront exploitées en vertu d'arrangements, et qui prévoient une participation de la Société ou de ses filiales aux risques et aux récompenses d'amont, mais qui ne transfèrent pas le titre de propriété des produits à ces sociétés.

(6) Dans le cadre des contrats de partage de l'exploration et de la production (CPP) de Suncor, les réserves prouvées après redevances ont été calculées au moyen de la méthode de la participation financière et comprennent la quote-part de la Société des droits sur la production future, calculée selon les modalités du contrat relatif à la récupération des coûts et des profits. Les droits aux réserves sont ensuite rajustés afin de comprendre les réserves se rapportant aux impôts sur le bénéfice à payer. Conformément à cette méthode, les réserves déclarées augmenteront avec la diminution des prix du pétrole (et vice-versa) puisque le nombre de barils nécessaires pour récupérer les coûts varie en fonction du prix courant du pétrole.

- (7) Toutes les réserves déclarées sous la rubrique « Autres – International » (qui comprennent les réserves en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago) sont calculées conformément à la note de bas de page 5.
- (8) Les révisions comprennent des modifications à la hausse ou à la baisse d'estimations antérieures à la lumière de nouveaux renseignements (à l'exception d'une augmentation de la superficie) normalement obtenus à partir des antécédents de forage ou de production, ou en raison d'une modification des facteurs économiques.
- (9) Par suite de la modification de règles de la SEC relativement à la déclaration des produits finals vendus, Suncor a des volumes de réserves in situ qui étaient antérieurement déclarés à titre de bitume qui doivent désormais être déclarés à titre de PBS. En outre, l'exploitation des sables pétroliers a également été ajoutée. Cette ligne indique l'incidence de ce changement de déclaration.
- (10) Par suite de la modification de la règle de la SEC relativement à la déclaration des activités minières à titre d'activités pétrolières et gazières, Suncor a inclus un solde d'ouverture d'exploitation, lequel aurait auparavant été déclaré aux termes de la Mining Guide 7. Pour de plus ample renseignement, voir la page 33.
- (11) Les données relatives aux réserves 2008 pour les actifs de l'ancienne Suncor ont été retraitées conformément aux lignes directrices de la SEC. Cette information était antérieurement divulguée aux termes du Règlement 51-101.
- (12) Les données sur la production dans les tableaux des réserves 2009 sont des estimations tirées de tiers évaluateurs et peuvent ne pas correspondre exactement à la production indiquée ailleurs dans la présente notice annuelle. Toute variation des chiffres relatifs à la production est réputée non importante pour la déclaration de ces réserves.

Réserves mises en valeur et non mises en valeur prouvées (gaz naturel)

	Activités de gaz naturel ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾				
	Total (Gpi ³)	International		Amérique du Nord	
		Mer du Nord ⁽⁴⁾ Gaz (Gpi ³)	Autres – International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾ Gaz (Gpi ³)		Amérique du Nord (sur terre) Gaz (Gpi ³)
Début de l'exercice 2007	426	—	—	426	
Révisions par rapport aux estimations antérieures ⁽⁸⁾	4	—	—	4	
Achats de réserves sur place	19	—	—	19	
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	33	—	—	33	
Production nette	(53)	—	—	(53)	
Vente de réserves sur place	(1)	—	—	(1)	
Fin de l'exercice 2007	428	—	—	428	
Révisions des estimations antérieures ⁽⁸⁾	42	—	—	42	
Achats de réserves sur place	0	—	—	—	
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	25	—	—	25	
Production nette	(54)	—	—	(54)	
Vente de réserves sur place	—	—	—	—	
Fin de l'exercice 2008	441	—	—	441	
Révisions des estimations antérieures ⁽⁸⁾	(39)	(4)	15	(50)	
Achats de réserves de Petro-Canada	1 179	40	153	986	
Achats d'autres réserves sur place	—	—	—	—	
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	248	1	229	18	
Production nette	(134)	(8)	(10)	(116)	
Vente de réserves sur place	(2)	—	—	(2)	
Fin de l'exercice 2009	1 693	29	387	1 277	
Réserves prouvées mises en valeur					
Début de l'exercice 2009	412	—	—	412	
Fin de l'exercice 2009	1 351	29	93	1 229	
Réserves prouvées non mises en valeur					
Début de l'exercice 2009	28	—	—	28	
Fin de l'exercice 2009	342	—	294	48	

- (1) Les chiffres du tableau ci-dessus sont arrondis au million de baril ou au milliard de pi³ le plus rapproché, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.
- (2) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations effectuées par GLJ, Sproule, RPS et Suncor, avec date de prise d'effet au 31 décembre 2009 et ne tiennent pas compte de cessions prévues après la date d'effet. Les rapports sommaires sur les réserves de GLJ, de Sproule et de RPS sont inclus aux annexes « E », « F » et « G », respectivement de la présente notice annuelle.
- (3) Les réserves prouvées avant redevances représentent la participation directe de Suncor dans les réserves, avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction des lois ou des règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Les volumes des réserves après redevances reflètent les montants nets des redevances dérogatoires payées et reçues.
- (4) Les réserves de la Mer du Nord sont assujetties à un régime classique de redevances et d'impôts. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves exploitées sur terre aux Pays-Bas.
- (5) Les réserves prouvées comprennent des quantités de pétrole brut et de gaz naturel, qui seront exploitées en vertu d'arrangements, et qui prévoient une participation de la Société ou de ses filiales aux risques et aux récompenses d'amont, mais qui ne transfèrent pas le titre de propriété des produits à ces sociétés.
- (6) Dans le cadre des contrats de partage de l'exploration et de la production (CPP) de Suncor, les réserves prouvées après redevances ont été calculées au moyen de la méthode de la participation financière et comprennent la quote-part de la Société des droits sur la production future, calculée selon les modalités du contrat relatif à la récupération des coûts et des profits. Les droits aux réserves sont ensuite rajustés afin de comprendre les réserves se rapportant aux impôts sur le bénéfice à payer. Conformément à cette méthode, les réserves déclarées augmenteront avec la diminution des prix du pétrole (et vice-versa) puisque le nombre de barils nécessaires pour récupérer les coûts varie en fonction du prix courant du pétrole.
- (7) Toutes les réserves déclarées sous la rubrique « Autres – International » (qui comprennent les réserves en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago) sont calculées conformément à la note de bas de page 5.
- (8) Les révisions comprennent des modifications à la hausse ou à la baisse d'estimations antérieures à la lumière de nouveaux renseignements (à l'exception d'une augmentation de la superficie) normalement obtenus à partir des antécédents de forage ou de production, ou en raison d'une modification des facteurs économiques.
- (9) Les données relatives aux réserves 2008 pour les actifs de l'ancienne Suncor ont été retraitées conformément aux lignes directrices de la SEC. Cette information était antérieurement divulguée aux termes du Règlement 51-101. Pour de plus amples renseignements, voir la page 33.
- (10) Les données sur la production dans les tableaux des réserves 2009 sont des estimations tirées de tiers évaluateurs et peuvent ne pas correspondre exactement à la production indiquée ailleurs dans la présente notice annuelle. Toute variation des chiffres relatifs à la production est réputée non importante pour la déclaration de ces réserves.

INFORMATION ADDITIONNELLE VOLONTAIRE (non conforme aux exigences d'information américaines)

Réserves prouvées, avant redevances⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾⁽¹¹⁾

	Activités pétrolières et gazières											Gaz naturel Total (en Gpi ³)
	International				Amérique du Nord						Totaux	
	Mer du Nord ⁽⁴⁾		Autres – International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾		Amérique du Nord (sur terre)		Côte Est du Canada	Sables pétrolifères - in situ		Sables pétrolifères - Exploitation ⁽⁹⁾	Pétrole brut, bitume, PBS et LGN	
	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	Gaz naturel (en Gpi ³)	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	Gaz naturel (en Gpi ³)	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	Gaz naturel (en Gpi ³)	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	PBS (en millions de barils)	Bitume (en millions de barils)	PBS (en millions de barils)	(en millions de barils)	
Fin de l'exercice 2008⁽¹⁰⁾	—	—	—	—	7	532	—	860	45	1 571	2 483	532
Révisions des estimations antérieures ⁽⁸⁾	6	(4)	11	12	8	(67)	25	(318)	406	(23)	115	(59)
Vente de réserves sur place	—	—	—	—	—	(2)	(1)	—	—	—	(1)	(2)
Achat de réserve sur place	145	40	117	155	39	1 158	65	201	—	360	927	1 353
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	1	1	9	351	—	22	8	—	—	383	401	374
Production	(11)	(8)	(5)	(11)	(4)	(146)	(8)	(16)	(1)	(88)	(133)	(165)
Fin de l'exercice 2009	141	29	132	507	50	1 497	89	727	450	2 203	3 792	2 033
Réserves non mises en valeur prouvées												
Fin de l'exercice 2009	69	—	9	414	9	57	35	564	427	—	1 113	471

- (1) Les chiffres du tableau ci-dessus sont arrondis au million de baril ou au milliard de pi³ le plus rapproché, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.
- (2) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations effectuées par GLJ, Sproule, RPS et Suncor, avec date de prise d'effet au 31 décembre 2009 et ne tiennent pas compte de cessions prévues après la date d'effet. Les rapports sommaires sur les réserves de GLJ, de Sproule et de RPS sont inclus aux annexes « E », « F » et « G », respectivement de la présente notice annuelle.
- (3) Les réserves prouvées avant redevances représentent la participation directe de Suncor dans les réserves, avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction des lois ou des règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Les volumes des réserves après redevances reflètent les montants nets des redevances dérogatoires payées et reçues.
- (4) Les réserves de la Mer du Nord sont assujetties à un régime classique de redevances et d'impôts. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves exploitées sur terre aux Pays-Bas.
- (5) Les réserves prouvées comprennent des quantités de pétrole brut et de gaz naturel, qui seront exploitées en vertu d'arrangements, et qui prévoient une participation de la Société ou de ses filiales aux risques et aux récompenses d'amont, mais qui ne transfèrent pas le titre de propriété des produits à ces sociétés.
- (6) Dans le cadre des contrats de partage de l'exploration et de la production (CPP) de Suncor, les réserves prouvées après redevances ont été calculées au moyen de la méthode de la participation financière et comprennent la quote-part de la Société des droits sur la production future, calculée selon les modalités du contrat relatif à la récupération des coûts et des profits. Les droits aux réserves sont ensuite rajustés afin de comprendre les réserves se rapportant aux impôts sur le bénéfice à payer. Conformément à cette méthode, les réserves déclarées augmenteront avec la diminution des prix du pétrole (et vice-versa) puisque le nombre de barils nécessaires pour récupérer les coûts varie en fonction du prix courant du pétrole.
- (7) Toutes les réserves déclarées sous la rubrique « Autres – International » (qui comprennent les réserves en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago) sont calculées conformément à la note de bas de page 5.
- (8) Les révisions comprennent des modifications à la hausse ou à la baisse d'estimations antérieures à la lumière de nouveaux renseignements (à l'exception d'une augmentation de la superficie) normalement obtenus à partir des antécédents de forage ou de production, ou en raison d'une modification des facteurs économiques.
- (9) Par suite de la modification des règles de la SEC relativement à la déclaration des activités minières à titre d'activités pétrolières et gazières, Suncor a retraité son solde d'ouverture d'exploitation, lequel aurait auparavant été déclaré aux termes de la Mining Guide 7. Pour de plus amples renseignements, voir la page 33.
- (10) Les données relatives aux réserves 2008 pour les actifs de l'ancienne Suncor ont été retraitées conformément aux lignes directrices de la SEC. Cette information était antérieurement divulguée aux termes du Règlement 51-101.
- (11) Les données sur la production dans les tableaux des réserves 2009 sont des estimations tirées de tiers évaluateurs et peuvent ne pas correspondre exactement à la production indiquée ailleurs dans la présente notice annuelle. Toute variation des chiffres relatifs à la production est réputée non importante pour la déclaration de ces réserves.

INFORMATION ADDITIONNELLE VOLONTAIRE (non conforme aux exigences d'information américaines) :

Réserves prouvées, avant redevances⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾⁽¹¹⁾

	Activités pétrolières et gazières											
	International				Amérique du Nord						Totaux de la Société	
	Mer du Nord ⁽⁴⁾		Autres – International ⁽⁶⁾⁽⁷⁾		Amérique du Nord (sur terre)		Côte Est du Canada	Sables pétrolières - in situ		Sables pétrolières - Exploitation ⁽⁹⁾	Pétrole brut, PBS et LGN	Gaz naturel Total
	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	Gaz naturel (Gpi ³)	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	Gaz naturel (Gpi ³)	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	Gaz naturel (Gpi ³)	Pétrole brut et LGN (en millions de barils)	PBS (en millions de barils)	Bitume (en millions de barils)	PBS (en millions de barils)	(en millions de barils)	(en millions de barils)
Fin de l'exercice 2008⁽¹⁰⁾	—	—	—	—	9	734	—	2 565	148	2 316	5 038	734
Révisions des estimations antérieures ⁽⁸⁾	6	(18)	6	247	15	(52)	16	(1 587)	1 863	723	247	177
Vente de réserves sur place	—	—	—	—	—	(6)	(3)	—	—	—	(3)	(6)
Achat de réserves sur place	215	98	276	618	47	1 498	213	437	—	638	1 826	2 214
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	3	29	9	352	1	52	7	—	—	—	20	433
Production	(11)	(8)	(5)	(11)	(4)	(146)	(8)	(16)	(1)	(88)	(133)	(165)
Fin de l'exercice 2009	213	101	286	1 206	68	2 080	225	1 399	2 010	2 794	6 995	3 387
Réserves non mises en valeur prouvées												
Fin de l'exercice 2009	105	50	89	1 065	19	309	114	1 160	1 977	264	3 728	1 424

- (1) Les chiffres du tableau ci-dessus sont arrondis au million de baril ou au milliard de pi³ le plus rapproché, et le total pourrait ne pas correspondre à 100 % par suite de l'arrondissement.
- (2) Les données relatives aux réserves sont fondées sur des évaluations effectuées par GLJ, Sproule, RPS et Suncor, avec date de prise d'effet au 31 décembre 2009 et ne tiennent pas compte de cessions prévues après la date d'effet. Les rapports sommaires sur les réserves de GLJ, de Sproule et de RPS sont inclus aux annexes « E », « F » et « G », respectivement de la présente notice annuelle.
- (3) Les réserves prouvées avant redevances représentent la participation directe de Suncor dans les réserves, avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction des lois ou des règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Les volumes des réserves après redevances reflètent les montants nets des redevances dérogatoires payées et reçues.
- (4) Les réserves de la Mer du Nord sont assujetties à un régime classique de redevances et d'impôts. Aucune redevance n'est payable sur les réserves dans le secteur britannique. Des redevances sont payables sur les réserves exploitées sur terre aux Pays-Bas.
- (5) Les réserves prouvées comprennent des quantités de pétrole brut et de gaz naturel, qui seront exploitées en vertu d'arrangements, et qui prévoient une participation de la Société ou de ses filiales aux risques et aux récompenses d'amont, mais qui ne transfèrent pas le titre de propriété des produits à ces sociétés.
- (6) Dans le cadre des contrats de partage de l'exploration et de la production (CPP) de Suncor, les réserves prouvées après redevances ont été calculées au moyen de la méthode de la participation financière et comprennent la quote-part de la Société des droits sur la production future, calculée selon les modalités du contrat relatif à la récupération des coûts et des profits. Les droits aux réserves sont ensuite rajustés afin de comprendre les réserves se rapportant aux impôts sur le bénéfice à payer. Conformément à cette méthode, les réserves déclarées augmenteront avec la diminution des prix du pétrole (et vice-versa) puisque le nombre de barils nécessaires pour récupérer les coûts varie en fonction du prix courant du pétrole.
- (7) Toutes les réserves déclarées sous la rubrique « Autres – International » (qui comprennent les réserves en Libye, en Syrie et à Trinité-et-Tobago) sont calculées conformément à la note de bas de page 5.
- (8) Les révisions comprennent des modifications à la hausse ou à la baisse d'estimations antérieures à la lumière de nouveaux renseignements (à l'exception d'une augmentation de la superficie) normalement obtenus à partir des antécédents de forage ou de production, ou en raison d'une modification des facteurs économiques.
- (9) Par suite de la modification des règles de la SEC relativement à la déclaration des activités minières à titre d'activités pétrolières et gazières, Suncor a retraité son solde d'ouverture d'exploitation, lequel aurait auparavant été déclaré aux termes de la Mining Guide 7. Pour de plus amples renseignements, voir la page 33.
- (10) Les données relatives aux réserves 2008 pour les actifs de l'ancienne Suncor ont été retraitées conformément aux lignes directrices de la SEC. Cette information était antérieurement divulguée aux termes du Règlement 51-101.
- (11) Les données sur la production dans les tableaux des réserves 2009 sont des estimations tirées de tiers évaluateurs et peuvent ne pas correspondre exactement à la production indiquée ailleurs dans la présente notice annuelle. Toute variation des chiffres relatifs à la production est réputée non importante pour la déclaration de ces réserves.

RESSOURCES RÉCUPÉRABLES RESTANTES (non conforme aux exigences d'information américaines)

En plus de la somme des réserves prouvées et des réserves probables appartenant à Suncor, nous avons également des ressources éventuelles importantes (voir tableau ci-après). GLJ a préparé les estimations pour l'ancienne Suncor et les concessions minières Syncrude ainsi que pour les concessions in situ Firebag. Sproule a vérifié les estimations de Fort Hills. Les estimations pour le reste de nos ressources éventuelles ont été préparées à l'interne par des évaluateurs de réserves qualifiés.

Ressources récupérables restantes avant redevances

Au 31 décembre 2009 ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Classique (en millions de bep)	Sables pétrolifères – Exploitation (en millions de bep)	Sables pétrolifères – in situ (en millions de bep)	Total (en millions de bep)
Total des réserves prouvées	751	2 203	1 177	4 131
Total des réserves probables	606	591	2 232	3 429
Total des réserves prouvées et des réserves probables	1 357	2 794	3 409	7 560
Ressources éventuelles ⁽²⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾ – Meilleure estimation ⁽³⁾	2 935	6 080	10 881	19 896
Ressources récupérables restantes (scénario sans risque)⁽⁴⁾	4 292	8 874	14 290	27 456

- (1) Les nombres du tableau ci-dessus sont arrondis au million de bep le plus rapproché. Million de bep désigne un million de barils d'équivalent pétrole et se compose de tous les liquides : un million de barils = un million de bep et gaz naturel : 6 Gpi³ = un million de bep.
- (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.
- (5) Nos ressources éventuelles se composent principalement de ressources provenant de : (i) (in situ) Firebag, Lewis, Meadow et Chard; (ii) (exploitation minière) Voyager South, Audette (concessions nord), Fort Hills et Syncrude; et (iii) (classique) îles de l'Arctique et corridor MacKenzie, Lybie, Hebron/BenNevis, Labrador, White Rose, Hibernia, Terra Nova, Trinité-et-Tobago et Mer du Nord.
- (6) Toutes les ressources minières et les ressources éventuelles in situ sont déclarées en PBS et en bitume.

Les ressources restantes pouvant être récupérées se sont établies à 27 456 millions de barils d'équivalent pétrole au 31 décembre 2009. L'augmentation qui a été observée en 2009 est principalement attribuable à la fusion avec Petro-Canada.

Environ 85 % de nos ressources éventuelles sont associées à nos projets miniers à long terme et à nos projets de croissance in situ. Le reste des ressources éventuelles sont associées à nos actifs de régions pionnières en Amérique du Nord et à l'International. Les ressources éventuelles peuvent nécessiter des forages de délimitation additionnels, l'approbation ultérieure du siège social pour aller de l'avant avec la mise en œuvre, des approbations réglementaires additionnelles et la mise en place d'autres facteurs commerciaux.

Les ressources récupérables restantes constituent la meilleure estimation totale des actifs de ressources de Suncor, qui font partie de nos plans d'affaire à long terme et de la croissance de notre production. La direction estime que cette mesure est également utile pour comparer la base de ressources de Suncor à celle de nos concurrents. Les lecteurs sont mis en garde concernant le fait que la façon dont sont calculées les ressources récupérables restantes peut différer d'une société à l'autre et que, pour cette raison, des comparaisons directes peuvent ne pas être possibles dans certains cas.

Les estimations des ressources éventuelles n'ont pas été rajustées pour tenir compte des risques fondés sur les hasards liés à la mise en valeur. Ces estimations ne sont pas des estimations de volumes pouvant être récupérés, et la récupération réelle sera vraisemblablement inférieure, et pourrait être sensiblement inférieure ou nulle. Il n'y a aucune certitude quant au moment de cette mise en valeur.

Il n'y a pas de certitude que les ressources éventuelles seront, en totalité ou en partie, viables sur le plan commercial pour permettre de produire une partie des ressources. Pour que les ressources passent aux catégories de réserves, tous les projets doivent avoir un programme d'épuisement économique et ceci peut présenter, entre autre : (i) des forages de délimitation additionnels et/ou une nouvelle technologie pour les ressources éventuelles sans risque; (ii) des approbations réglementaires et (iii) l'approbation de la Société d'aller de l'avant avec la mise en valeur.

Mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés et de leurs variations relativement aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

L'information qui suit en ce qui concerne la mesure standardisée des flux trésorerie actualisés et de leurs variations relativement aux réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel est présentée conformément à la norme américaine FASB Topic 932, *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities*. On calcule les flux de trésorerie futurs sont calculés en appliquant les prix moyens sur douze mois pour l'exercice ou des prix contractuels, déductions faites des redevances aux quantités de réserves prouvées de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel de fin d'exercice. Les frais futurs de production, de mise en valeur et de mises hors service d'immobilisations sont calculés en fonction des coûts de fins d'exercice et les charges futures d'impôt estimatives sont calculées selon les taux d'imposition futurs prévus par la loi. Les flux trésorerie nets futurs ainsi établis sont actualisés suivant un taux annuel de 10 %. Le calcul ne représente pas la juste valeur marchande des réserves de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel ou des flux trésorerie nets futurs de la Société. Il ne tient pas compte de la valeur des propriétés d'exploration ni des réserves probables. Les prix des marchandises de référence et les taux de change suivants ont été utilisés en date du 31 décembre 2009 pour en arriver à la mesure standardisée.

	\$ US par baril	Moyenne sur	
		12 mois pour 2009	Fin d'exercice 2008
Brent daté	\$ US/B	60,67	36,55
WTI @ Cushing	\$ US/B	61,04	44,60
Edmonton Light (Par) @ Edmonton	\$ CA/B	63,55	52,96
Condensats @ Edmonton	\$ CA/B	66,66	59,70
Syncrude/OSA @ Edmonton	\$ CA/B	69,36	59,52
WCS FOB @ Hardisty	\$ CA/B	56,60	43,53
Prix du gaz Henry Hub	\$ US/MMBTU	3,82	5,62
Prix du gaz CIG Rocheuses américaines	\$ US/MMBTU	3,30	4,61
Prix du gaz AECO-C Canadien	\$ CA/GJ	3,81	6,04
Propane @ Edmonton	\$ CA/B	36,45	37,36
Butane @ Edmonton	\$ CA/B	44,27	23,05
Dollar canadien / Dollar US	\$ CA/\$ US	1,15	1,22
Dollar canadien / Euro	\$ CA/EURO	1,52	s.o.
Dollar canadien / Livre anglaise	\$ CA/LB	1,79	s.o.

Valeur actualisée des flux trésorerie net futurs estimatifs
(en millions de dollars canadiens)

	Amérique du Nord – sur terre			Sables pétrolifères – Exploitation minière ⁽¹⁾			Sables pétrolifères – In Situ		
	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾
Flux de trésorerie futurs	7 452	3 186	3 341	121 231	—	—	59 853	35 486	27 886
Frais futurs de production	(3 400)	(1 119)	(827)	(61 740)	—	—	(33 947)	(17 749)	(15 136)
Frais futurs de mise en valeur	(451)	(182)	(202)	(31 567)	—	—	(12 634)	(8 084)	(7 800)
Frais futurs de mise hors service d'immobilisation et autres	(1 773)	(465)	(528)	(3 265)	—	—	(373)	(238)	(214)
Charges futures d'impôt	(77)	(199)	(268)	(6 205)	—	—	(1 922)	(1 053)	(1 935)
Flux de trésorerie futurs	1 751	1 221	1 516	18 454	—	—	10 977	8 362	2 801
Actualisation de 10 % pour les dates estimatives des flux de trésorerie	(248)	(474)	(601)	(11 152)	—	—	(7 541)	(5 989)	(3 206)
Flux de trésorerie nets futurs actualisés	1 503	747	915	7 302	—	—	3 436	2 373	(405)
	Côte Est du Canada			Mer du Nord			Autres - International		
	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾
Flux de trésorerie futurs	4 711	—	—	9 778	—	—	5 610	—	—
Frais futurs de production	(1 863)	—	—	(3 096)	—	—	(1 191)	—	—
Frais futurs de mise en valeur	(678)	—	—	(470)	—	—	(411)	—	—
Frais futurs de mise hors service d'immobilisation et autres	(213)	—	—	(696)	—	—	(463)	—	—
Charges futures d'impôt	(343)	—	—	(2 958)	—	—	(1 461)	—	—
Flux trésorerie futurs	1 614	—	—	2 558	—	—	2 084	—	—
Actualisation de 10 % pour les dates estimatives des flux de trésorerie	(374)	—	—	(682)	—	—	(887)	—	—
Flux de trésorerie nets futurs actualisés	1 240	—	—	1 876	—	—	1 197	—	—
	Total								
	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾						
Flux de trésorerie futurs	208 635	38 672	31 227						
Frais futurs de production	(105 237)	(18 868)	(15 963)						
Frais futurs de mise en valeur	(46 211)	(8 266)	(8 002)						
Frais futurs de mise hors service d'immobilisation et autres	(6 783)	(703)	(742)						
Charges futures d'impôt	(12 966)	(1 252)	(2 203)						
Flux trésorerie futurs	37 438	9 583	4 317						
Actualisation de 10 % pour les dates estimatives des flux de trésorerie	(20 884)	(6 463)	(3 807)						
Flux de trésorerie nets futurs actualisés	16 554	3 120	510						

- (1) Les exigences de déclaration d'information en vertu du Topic 932 du FASB (Bureau chargé des normes de comptabilité) des États-Unis pour les activités minières a pris effet le 31 décembre 2009, ainsi, les chiffres comparatifs des exercices antérieurs pour l'exploitation des Sables pétrolifères n'ont pas été déclarés.
- (2) La fusion avec Petro-Canada a pris effet le 1^{er} août 2009; ainsi, les chiffres comparatifs ne comprennent pas les activités de Petro-Canada.

**Sommaire de la variation de la valeur actualisée des flux trésorerie futurs estimatifs
(en million de dollars canadien)**

	2009	2008 ⁽¹⁾	2007 ⁽¹⁾
Solde au début de l'exercice	3 120	510	3 369
Facteurs expliquant la variation :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déductions faites des frais de production	(2 263)	(677)	(483)
Variations nettes des prix, des frais de production et des redevances ⁽²⁾	442	1 560	(3 226)
Extensions, découvertes, ajouts et récupérations améliorées	1 470	248	72
Variations des frais de mise en valeur futurs estimatifs	(2 837)	(2 494)	(2 151)
Frais de mise en valeur engagés pendant l'exercice	1 675	2 389	1 459
Révision des estimations de quantités	1 679	293	(4)
Augmentation due à l'actualisation	342	93	472
Achats et ventes de réserves en place ⁽³⁾	9 371	—	35
Variation nette des charges fiscales ⁽³⁾	(3 600)	130	934
Changements de dates et autres facteurs	(147)	1 068	33
Variation nette	6 132	2 610	(2 859)
Ajout des flux de trésorerie nets futurs provenant de l'exploitation des sables pétrolifères ⁽⁴⁾	7 302	—	—
Solde à la fin de l'exercice	16 554	3 120	510

- (1) La fusion avec Petro-Canada a pris effet le 1^{er} août 2009; ainsi, les chiffres comparatifs ne comprennent pas les activités de Petro-Canada.
- (2) Par suite des changements des règles de la SEC relativement à la déclaration des produits finals vendus, Suncor a des volumes de réserves in situ qui étaient antérieurement déclarés comme bitume qui sont maintenant déclarés à titre de PBS. L'incidence de ce changement sur les flux de trésorerie futurs a été reflétée sur ce poste.
- (3) Les flux de trésorerie futurs de Petro-Canada au 1^{er} août 2009, notamment les ventes, les frais de production, les frais de mise en valeur, les frais de mise hors service d'immobilisations et les autres dépenses sont reflétés à titre de « Achats et ventes de réserves en place ». Les changements des flux de trésorerie postérieurs au 1^{er} août 2009 sont présentés dans leurs lignes de poste respectives. Les incidences fiscales connexes sont reflétées dans « Net de charges fiscales ».
- (4) Les exigences de déclaration d'information en vertu du Topic 932 du FASB (Bureau chargé des normes de comptabilité) des États-Unis pour les activités minières ont pris effet le 31 décembre 2009; par conséquent les chiffres de l'exercice antérieure pour l'exploitation des sables pétrolifères n'ont pas été déclarés. Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation des sables pétrolifères sont reflétés à titre d'ajouts aux flux de trésorerie aux fins du présent tableau.

Coûts capitalisés relatifs aux activités productrices de pétrole et de gaz⁽³⁾

L'ensemble des coûts capitalisés reliés aux activités pétrolières et gazières de Suncor figure au tableau ci-après.

(en millions de dollars canadiens)	Au 31 décembre		
	2009	2008 ⁽¹⁾⁽²⁾	2007 ⁽¹⁾⁽²⁾
Propriétés pétrolières et gazières	56 079	10 171	6 971
Dépréciation, épuisement et amortissement accumulés et provisions pour moins-value	(6 234)	(1 608)	(1 306)
Coûts capitalisés nets	49 845	8 563	5 665

- (1) Les exigences de déclaration d'information en vertu du Topic 932 du FASB (Bureau chargé des normes de comptabilité) des États-Unis pour les activités minières ont pris effet le 31 décembre 2009, ainsi, les chiffres de l'exercice antérieur pour l'exploitation minière ne sont pas déclarés. Les flux trésorerie provenant de l'exploitation minière sont reflétés à titre d'ajouts aux flux trésorerie aux fins du présent tableau.
- (2) La fusion avec Petro-Canada a pris effet le 1^{er} août 2009, ainsi, les chiffres comparatifs ne tiennent pas compte des activités de Petro-Canada.
- (3) Comprend les travaux en cours, les actifs en développement, les actifs en construction qui ne sont pas actuellement amortis ou épuisés.

Coûts engagés dans l'acquisition, l'exploration et la mise en valeur des propriétés pétrolières et gazières

Les coûts engagés par Suncor dans l'acquisition, l'exploration et la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières, qu'ils soient capitalisés ou passés en charges au moment où ils sont engagés sont résumés dans le tableau suivant :

(en millions de dollars canadiens)	Pour les exercices terminés les 31 décembre		
	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾
Frais d'exploration			
Amérique du Nord (sur terre)	100	120	141
Sables pétrolifères – Exploitation minière ⁽¹⁾	2	—	—
Sables pétrolifères – in situ	13	13	1
Côte Est du Canada	41	—	—
Mer du Nord	150	—	—
Autres – International	71	—	—
Total des frais d'exploration	377	133	142
Frais de mise en valeur			
Amérique du Nord (sur terre)	239	216	230
Sables pétrolifères – Exploitation minière ⁽¹⁾	1 561	—	—
Sables pétrolifères – in situ	988	2 182	1 228
Côte Est du Canada	83	—	—
Mer du Nord	131	—	—
Autres – International	252	—	—
Total des frais de mise en valeur	3 254	2 398	1 458
Frais liés aux acquisitions de propriétés			
Amérique du Nord - Terre	3 103	19	172
Sables pétrolifères – Exploitation minière ⁽¹⁾	5 024	—	—
Sables pétrolifères – in situ	1 779	—	—
Côte Est du Canada	4 701	—	—
Mer du Nord	5 895	—	—
Autres - International	2 434	—	—
Total des frais liés aux acquisitions de propriétés	22 936	19	172
Coûts engagés dans l'acquisition, l'exploration et la mise en valeur des propriétés	26 567	2 550	1 772

(1) Les exigences de déclaration d'information en vertu du Topic 932 du FASB (Bureau chargé des normes de comptabilité) des États-Unis pour les activités minières a pris effet le 31 décembre 2009, ainsi, les chiffres de l'exercice antérieur pour l'exploitation minière ne sont pas déclarés.

(2) La fusion avec Petro-Canada a pris effet le 1^{er} août 2009. Ainsi, les chiffres comparatifs ne tiennent pas compte des activités de Petro-Canada. Les chiffres de l'exercice courant comprennent le coût d'acquisition de l'actif de Petro-Canada en fonction des justes valeurs attribuées à la date de la fusion et les dépenses postérieures à l'acquisition engagées sur les propriétés de Petro-Canada.

Frais d'abandon et de remise en état

Les frais futurs de mise hors service des immobilisations d'amont de la Société sont estimés en fonction de la technologie et des coûts actuels conformément aux lois en vigueur et aux pratiques courantes de l'industrie. Au 31 décembre 2009, l'ensemble de ces coûts futurs était estimé à 8,3 G\$ avant actualisation tels qu'ils ont été déclarés dans le rapport de gestion annuel de 2009, ou à 2,6 G\$ après actualisation à un taux de 10 %. Nous prévoyons consacrer environ 318 M\$, 254 M\$ et 214 M\$, respectivement, au cours des trois prochains exercices aux frais futurs de mises hors service d'immobilisations pour nos activités d'amont.

Puits productifs⁽¹⁾⁽²⁾

Le total des puits productifs nets et bruts de Suncor par produit est résumé dans le tableau suivant .

Au 31 décembre 2009	Puits de pétrole brut		Puits de gaz naturel		Total des puits	
	Brut ⁽³⁾	Net ⁽⁴⁾	Brut ⁽³⁾	Net ⁽⁴⁾	Brut ⁽³⁾	Net ⁽⁴⁾
Amérique du Nord (sur terre)	1 446	1 253	6 239	4 206	7 685	5 459
Sables pétrolifères – in situ	96	96	—	—	96	96
Côte Est du Canada	101	25	—	—	101	25
Mer du Nord	80	29	29	5	109	34
Autres – International	146	73	11	2	157	75
Total des puits productifs	1 869	1 476	6 279	4 213	8 148	5 689

(1) Les puits à complétion multiple sont comptés comme un seul puits.

(2) Les données relatives aux puits ne s'appliquent pas aux activités d'exploitation minière des sables pétrolifères.

(3) Les puits bruts englobent les intérêts de tiers.

(4) Les puits nets excluent les intérêts de tiers.

Droits sur les propriétés pétrolières et gazières

Les droits de Suncor sur des propriétés pétrolières et gazières sont résumés dans le tableau ci-après. Les propriétés foncières sont assujetties à la réglementation gouvernementale.

(en milliers d'acres)	Terrains mis en valeur ⁽¹⁾				Terrains non mis en valeur ⁽¹⁾				Total			
	2009		2008 ⁽⁵⁾		2009		2008 ⁽⁵⁾		2009		2008 ⁽⁵⁾	
	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾	Brut ⁽²⁾	Net ⁽³⁾
Amérique du Nord (sur terre) ⁽⁴⁾	3 096	1 688	700	410	13 673	9,213	1 780	880	16 769	10 901	2 480	1 290
Sables pétrolières – Exploitation	181	98	87	87	474	288	127	127	655	386	214	214
Sables pétrolières – in situ	85	85	40	40	1 085	1 085	402	402	1 170	1 170	442	442
Côte Est du Canada	113	29	—	—	1 844	643	—	—	1 957	672	—	—
Mer du Nord	78	40	—	—	2 211	788	—	—	2 288	828	—	—
Autres - International	551	243	—	—	9 718	5 639	—	—	10 269	5 882	—	—
Total	4 104	2 183	827	537	29 005	17 656	2 309	1 409	33 109	19 839	3 136	1 946

(1) Les terrains mis en valeur sont les régions pouvant être mises en production; les terrains non mis en valeur sont les régions visés par des droits d'exploration.

(2) Les acres bruts englobent les intérêts de tiers.

(3) Les acres nets excluent les intérêts de tiers.

(4) Les données ne tiennent pas compte de la superficie visée par des options dans les avant-monts de l'Alaska

(5) La fusion avec Petro-Canada a pris effet le 1^{er} août 2009. Ainsi, les chiffres comparatifs ne tiennent pas compte des activités de Petro-Canada.

Expirations de droits sur les terrains

Le tableau qui suit présente sommairement les terrains, par région, sur lesquels les droits de Suncor d'exploration ou de mise en valeur d'hydrocarbure expireront en 2010.

(en million d'acres)	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Amérique du Nord (sur terre)	1,2	0,8
Sables pétrolières – in situ	—	—
Sables pétrolières – Exploitation	—	—
Côte Est du Canada	0,3	0,2
Mer du Nord	—	—
Autres - International	1,5	1,4
Total des expirations de droits en 2010	3,0	2,4

(1) Les acres bruts englobent les intérêts de tiers.

(2) Les acres nets excluent les intérêts de tiers.

Engagements en matière de travaux

Il est de pratique courante pour les gouvernements d'exiger que les sociétés s'engagent à exécuter des travaux en échange du droit d'effectuer des travaux d'exploration et de mise en valeur visant des hydrocarbures, surtout dans les régions inexplorées ou peu explorées du monde. Suncor a pris les engagements suivants à l'égard des terrains sur lesquels elle détient des droits. Des engagements en matière de travaux au 31 décembre 2009 sont résumés ci-après.

(en millions de dollars canadiens)	Parts de Suncor quant au total des engagements en matière de travaux	Parts de Suncor quant au total des engagements en matière de travaux devant être engagés en 2010 ⁽¹⁾
Amérique du Nord (sur terre)	9	8
Sables pétrolières – Exploitation	—	—
Sables pétrolières – in situ	—	—
Côte Est du Canada	64	17
Mer du Nord	199	31
Autres - International	428	132
Total des engagements en matière de travaux	700	188

(1) Le budget des immobilisations en 2010 comprend des provisions relatives à ces engagements en matière de travaux.

Activités de forage

Le tableau ci-après indique les puits forés par Suncor au cours des exercices indiqués.

Puits d'exploration et de développements forés au 31 décembre⁽⁶⁾

	2009		2008 ⁽⁷⁾		2007 ⁽⁷⁾	
	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Amérique du Nord (sur terre)						
Puits d'exploration ⁽³⁾						
Pétrole	—	—	—	—	—	—
Gaz naturel	4	2	7	5	10	7
Sec ⁽⁴⁾	8	6	7	4	6	4
Total partiel	12	8	14	9	16	11
Puits de développement ⁽⁵⁾						
Pétrole	26	26	—	—	—	—
Gaz naturel	68	31	25	17	29	14
Sec	1	1	7	5	2	1
Total partiel	95	58	32	22	31	15
Total Amérique du Nord (sur terre)	107	66	46	31	47	26
Total Amérique du Nord (sur terre) – En cours⁽⁸⁾	32	32				
Sables pétrolifères – in situ						
Puits de développement ⁽⁵⁾						
Bitume	20	20	24	24	26	26
Total des sables pétrolifères – In Situ	20	20	24	24	26	26
Total des sables pétrolifères – In Situ – En cours⁽⁸⁾	—	—				
Côte Est du Canada						
Puits d'exploration ⁽³⁾						
Pétrole	—	—	—	—	—	—
Sec ⁽⁴⁾	—	—	—	—	—	—
Total partiel	—	—	—	—	—	—
Puits de développement ⁽⁵⁾						
Pétrole	6	2	—	—	—	—
Sec	—	—	—	—	—	—
Total partiel	6	2	—	—	—	—
Total Côte Est du Canada	6	2	—	—	—	—
Total Côte Est du Canada – En cours⁽⁸⁾	2	1	—	—	—	—
International						
Puits d'exploration ⁽³⁾						
Pétrole						
Mer du Nord	11	4	—	—	—	—
Autres - International	—	—	—	—	—	—
Gaz naturel						
Mer du Nord	1	1	—	—	—	—
Autres - International	—	—	—	—	—	—
Secs ⁽⁴⁾						
Mer du Nord	3	1	—	—	—	—
Autres - International	—	—	—	—	—	—
Total partiel	15	6	—	—	—	—
Puits de développement ⁽⁵⁾						
Pétrole						
Mer du Nord	10	4	—	—	—	—
Autres - International	27	15	—	—	—	—
Gaz naturel						
Mer du Nord	1	1	—	—	—	—
Autres - International	6	4	—	—	—	—
Secs ⁽⁴⁾						
Mer du Nord	4	2	—	—	—	—
Autres - International	1	1	—	—	—	—
Total partiel	49	27	—	—	—	—
Total International	64	33	—	—	—	—
Total International – En cours⁽⁸⁾	8	5	—	—	—	—
Total des puits forés	197	121	70	55	73	52

(1) Les puits bruts (à l'exclusion des puits de service) englobent les intérêts de tiers. Ils comprennent les puits visés par une redevance dérogatoire brute (RDB).

(2) Les puits nets excluent les participations de tiers. Les prix nets excluent les puits RDB.

(3) Les puits nets sont des puits forés dans le but de découvrir du pétrole ou du gaz naturel dans un périmètre où les réserves ne sont pas prouvées et dont on ne savait pas antérieurement qu'il contenait des hydrocarbures.

(4) Un puits sec est un puits d'exploration ou de développement jugé incapable de produire du pétrole brut ou du gaz naturel en quantité économique suffisante pour justifier son conditionnement à titre de puits de pétrole ou de gaz naturel.

(5) Les puits de développement sont des puits forés dans un gisement de pétrole ou de gaz naturel jusqu'à la profondeur d'un horizon stratigraphique antérieurement connu comme étant producteur.

(6) Le tableau ne comprend pas l'activité de forage pour les activités d'extraction des sables pétrolifères. Pour de l'information sur les activités d'exploration et de mise en valeur des sables pétrolifères, voir aux pages 8 et 9 de la présente notice annuelle.

(7) La fusion avec Petro-Canada a pris effet le 1^{er} août 2009. Ainsi, les chiffres comparatifs ne tiennent pas compte des activités de Petro-Canada. Les chiffres de l'exercice courant comprennent l'activité de forage postérieure à l'acquisition liée aux propriétés de Petro-Canada.

(8) Puits en progrès au 31 décembre 2009.

Résultats d'exploitation relatifs à la production de pétrole et de gaz⁽³⁾

Les résultats d'exploitation relatifs à la production de pétrole et de gaz de Suncor figurent ci-après, par zone géographique :

(en millions de dollars canadiens)	Amérique du Nord (sur terre)			Sables pétrolifères ⁽¹⁾			Cote Est du Canada		
	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾
Produits									
Ventes des clients non affiliés	527	521	416	3 490	—	—	282	—	—
Transferts à d'autres entreprises	154	58	9	2 609	713	496	159	—	—
	681	579	425	6 099	713	496	441	—	—
Charges									
Achats de pétrole brut et de produits	—	—	—	325	—	—	33	—	—
Coûts de production, coûts liés à la vente et frais généraux	322	160	128	3 898	326	280	49	—	—
Coûts de transport	58	17	30	248	1	8	19	—	—
Amortissement et épuisement	448	225	180	922	87	83	184	—	—
Exploration	127	73	93	10	17	—	4	—	—
Gain à la cession d'éléments d'actifs	(20)	(22)	14	70	—	—	—	—	—
Autres actifs connexes	22	8	1	162	19	—	4	—	—
Bénéfice d'exploitation avant les impôts sur le revenu	(276)	118	(21)	464	263	125	148	—	—
Impôt sur le revenu connexe	77	(29)	41	(47)	(70)	(40)	(18)	—	—
Résultats d'exploitation	(199)	89	20	417	193	85	130	—	—
	Mer du Nord			Autres – International			Total		
	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾	2009	2008 ⁽²⁾	2007 ⁽²⁾
Produits									
Ventes des clients non affiliés	949	—	—	218	—	—	5 466	521	416
Transferts à d'autres entreprises	—	—	—	—	—	—	2 922	771	505
	949	—	—	218	—	—	8 388	1 292	921
Charges									
Achats de pétrole brut et de produits	—	—	—	—	—	—	358	—	—
Coûts de production, coûts liés à la vente et frais généraux	198	—	—	20	—	—	4 487	486	408
Coûts de transport	30	—	—	3	—	—	358	18	38
Amortissement et épuisement	359	—	—	40	—	—	1 953	312	263
Exploration	59	—	—	36	—	—	236	90	93
Gain à la cession d'éléments d'actifs	—	—	—	—	—	—	50	(22)	14
Autres actifs connexes	10	—	—	6	—	—	204	27	1
Bénéfice d'exploitation avant les impôts sur le revenu	293	—	—	113	—	—	742	381	104
Impôt sur le revenu connexe	(136)	—	—	(85)	—	—	(210)	(99)	1
Résultats d'exploitation	157	—	—	28	—	—	532	282	105

(1) Les exigences de déclaration d'information en vertu du Topic 932 du FASB (Bureau chargé des normes de comptabilité) des États-Unis pour les activités minières a pris effet le 31 décembre 2009. Ainsi, les chiffres de l'exercice antérieur pour l'exploitation minière ne sont pas déclarés.

(2) La fusion avec Petro-Canada a pris effet le 1^{er} août 2009. Ainsi, les chiffres comparatifs ne tiennent pas compte des activités de Petro-Canada. Les chiffres de l'exercice courant comprennent l'activité de forage postérieure à l'acquisition liée aux propriétés de Petro-Canada.

(3) Les résultats d'exploitation ne concordent pas avec les résultats du segment d'exploitation déclarés dans le rapport annuel 2009 parce que les chiffres ci-dessous ont été calculés conformément aux exigences du Topic 932 du FASB (Bureau chargé des normes de comptabilité) des États-Unis et non conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada.

Production et prix en amont

Production quotidienne moyenne de pétrole brut, de LGN, de bitume, de pétrole brut synthétique et de gaz naturel avant redevances

L'information sur la production présentée dans ce tableau n'est pas conforme aux normes de la SEC et est incluse à titre d'informations générales supplémentaires. Se reporter à la page 35 de la présente notice annuelle pour les chiffres touchant la production annuelle après redevances d'après les calculs des tiers évaluateurs conformément aux normes de la SEC. Les chiffres pour la production quotidienne figurant ci-après correspondent à l'information présentée dans le rapport annuel 2009 et peuvent différer par rapport aux chiffres avant redevances calculées par des tiers évaluateurs et figurant à la page 35.

	Période de 12 mois terminée les 31 décembre**		
	2009	2008	2007
SABLES PÉTROLIFÈRES (INCLUANT IN SITU)			
Production^{(1)(a)}			
Total de la production (à l'exclusion de Syncrude)	290,6	228,0	235,6
Firebag ^(h)	49,1	37,4	36,9
Mackay River ^(h)	29,7**	—	—
Syncrude	38,5**	—	—
Ventes^(a) (à l'exclusion de Syncrude)			
Pétrole brut non sulfureux léger	99,6	77,0	101,7
Diesel	29,1	19,8	25,0
Pétrole brut sulfureux léger	135,7	128,7	102,3
Bitume	11,8	1,5	5,7
Total des ventes	276,2	227,0	234,7
Prix de vente moyen^{(2)(b)} (à l'exclusion de Syncrude)			
Pétrole brut non sulfureux léger*	67,26	98,66	78,03
Autres (diesel, pétrole brut sulfureux léger et bitume)*	64,18	95,14	70,86
Total *	65,29	96,33	74,01
Total	61,26	95,96	74,07
Prix de vente moyen de Syncrude ^{(2)(b)}	77,36	—	—
AMÉRIQUE DU NORD (SUR TERRE)			
Production brute			
Gaz naturel ^(d)			
Ouest canadien	374	202	196
Rocheuses américaines	24	—	—
Liquides de gaz naturel et pétrole brut ^(a)			
Ouest du Canada	6,4	3,1	3,1
Rocheuses américaines	1,7	—	—
Production brute totale ^(f)			
Ouest canadien	412	220	215
Rocheuses américaines	34	—	—
Prix de vente moyen⁽²⁾			
Gaz naturel ^(g)			
Ouest canadien	3,70	8,23	6,32
Rocheuses américaines	3,93	—	—
Gaz naturel ^{(g)*}			
Ouest canadien	3,68	8,25	6,27
Rocheuses américaines	3,93	—	—
Liquide de gaz naturel et pétrole brut ^(b)			
Ouest canadien	52,97	70,89	56,64
Rocheuses américaines	71,62	—	—

CÔTE EST DU CANADA**Production^(a)**

Terra Nova	20,8	—	—
Hibernia	27,2	—	—
White Rose	10,0	—	—
Production totale	58,0	—	—
Prix de vente moyen⁽²⁾	76,86	—	—

MER DU NORD**Production^(e)**

Buzzard	47,8	—	—
Autres – R.-U.	15,5	—	—
Secteur néerlandais de la Mer du Nord	13,2	—	—
Production totale	76,5	—	—
Prix de vente moyen⁽²⁾ – pétrole brut et LGN	74,99	—	—
Prix de vente moyen⁽²⁾ – gaz naturel	6,89	—	—
Total des prix de vente moyens⁽¹⁾	71,63	—	—

AUTRES - INTERNATIONAL**Production^(e)**

Libye	32,6	—	—
Trinité-et-Tobago	11,7	—	—
Production totale	44,3	—	—
Prix de vente moyen⁽²⁾ – pétrole brut et LGN	78,05	—	—
Prix de vente moyen⁽²⁾ – gaz naturel	2,42	—	—
Total des prix de vente moyens⁽¹⁾	61,25	—	—

Se reporter aux notes en bas de page à la page 51 de la présente notice annuelle.

Coûts de production moyens pour le pétrole brut, les LGN, le bitume, le pétrole brut synthétique et le gaz naturel

Période de 12 mois terminée les 31 décembre***

	2009	2008	2007
SABLES PÉTROLIFÈRES^(c)			
<i>(à l'exclusion de Syncrude)</i>			
Charges décaissées	31,50	31,45	24,15
Gaz naturel	2,40	5,25	3,55
Bitume importé	0,05	1,80	0,10
Charges d'exploitation décaissées⁽³⁾	33,95	38,50	27,80
Frais de démarrage de projet	0,45	0,40	0,95
Total des charges d'exploitation décaissées⁽⁴⁾	34,40	38,90	28,75
<i>(à l'inclusion de Syncrude)</i>			
Charges décaissées	29,60	—	—
Gaz naturel	2,90	—	—
Charges d'exploitation décaissées⁽³⁾	32,50	—	—
Frais de démarrage de projet	—	—	—
Total des charges d'exploitation décaissées⁽⁴⁾	32,50	—	—
IN SITU^(c)			
Charges décaissées	10,90	13,00	10,85
Gaz naturel	5,70	12,30	9,90
Charges d'exploitation décaissées⁽⁵⁾	16,60	25,30	20,75
Frais de démarrage in situ	1,30	0,65	—
Total des charges d'exploitation décaissées⁽⁶⁾	17,90	25,95	20,75
GAZ NATUREL⁽⁹⁾			
Ouest canadien			
Prix moyen réalisés ⁽⁸⁾	4,58	9,35	6,88
Redevances	(0,49)	(2,17)	(1,56)
Frais d'exploitation ⁽⁷⁾	(1,79)	(1,60)	(1,41)
Rentrées nettes d'exploitation	2,30	5,58	3,91
Rocheuses américaines			
Prix moyen réalisés ⁽⁸⁾	6,35	—	—
Redevances	(1,01)	—	—
Frais d'exploitation ⁽⁷⁾	(1,82)	—	—
Rentrées nettes d'exploitation	3,52	—	—
Total du gaz naturel			
Prix moyen réalisés ⁽⁸⁾	4,71	9,35	6,88
Redevances	(0,53)	(2,17)	(1,56)
Frais d'exploitation ⁽⁷⁾	(1,79)	(1,60)	(1,41)
Rentrées nettes d'exploitation	2,39	5,58	3,91
CÔTE EST DU CANADA^(b)			
Prix moyen réalisés ⁽⁸⁾	79,07	—	—
Redevances	(23,82)	—	—
Frais d'exploitation ⁽⁷⁾	(9,76)	—	—
Rentrées nettes d'exploitation	45,49	—	—
MER DU NORD^(b)			
Prix moyen réalisés ⁽⁸⁾	71,63	—	—
Frais d'exploitation ⁽⁷⁾	(9,78)	—	—
Rentrées nettes d'exploitation	61,85	—	—
AUTRES - INTERNATIONAL^(b)			
Prix moyen réalisés ⁽⁸⁾	61,35	—	—
Redevances	(30,43)	—	—
Frais d'exploitation ⁽⁷⁾	(3,38)	—	—
Rentrées nettes d'exploitation	27,54	—	—

Définitions

- | | |
|--|---|
| (1) Production totale des activités | – Production totale des activités comprend la production totale des activités d'exploitation minière et des activités in situ. |
| (2) Prix de vente moyen | – Cette statistique d'exploitation est calculée avant redevances (le cas échéant) et déductions faites des frais de transport connexes et elle exclue l'incidence réalisée des activités de couverture, sauf indication contraire. |
| (3) Charges d'exploitation décaissées | – Comprend les charges décaissées qui sont définies comme des frais d'exploitation, frais de vente et frais généraux (à l'exception des changements de stocks), la charge de désactualisation, les coûts de transport, les impôts autres que les impôts sur le revenu et le coût du bitume importé auprès de tiers. Les montants par baril sont fondés sur le total des volumes de production. Pour un rapprochement de cette mesure financière non conforme aux PCGR au total de l'exploitation (à l'exclusion de Syncrude), se reporter à notre rapport de gestion de 2009. |
| (4) Total des charges d'exploitation décaissées | – Comprend les charges d'exploitation décaissées selon la définition ci-dessus et les frais de démarrage en espèces. Les montants par baril sont fondés sur le total des volumes de production. |
| (5) Charges d'exploitation décaissées – Production de Bitume in situ | – Comprend les charges décaissées qui sont définies comme des frais d'exploitation, frais de vente et frais généraux (à l'exception des changements de stocks), la charge de désactualisation, les coûts de transport, les impôts autres que les impôts sur le revenu et le coût du bitume importé auprès de tiers. Les montants par baril sont fondés sur les volumes de production in situ seulement. |
| (6) Total des charges d'exploitation décaissées – Production de bitume in situ | – Comprend les charges d'exploitation décaissées – pour la production de bitume in situ selon la définition ci-dessus et les charges d'exploitation décaissées des activités en démarrage. Les montants par baril sont fondés sur les volumes de production in situ seulement. |
| (7) Frais d'exploitation | – Comprend les frais d'extractions et les coûts de transport connexes |
| (8) Prix moyen réalisé | – Cette statistique d'exploitation est calculée avant les coûts du transport et les redevances et exclu l'incidence d'activités de couverture. |

Notes explicatives

* Exclut l'incidence des activités de couverture réalisées.

** Pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009, le sommaire de l'information d'exploitation reflète les résultats d'exploitation depuis la fusion avec Petro-Canada, le 1^{er} août 2009.

- | | | |
|--|---|---|
| (a) milliers de barils par jour | (e) milliers de barils d'équivalent de pétrole par jour | (i) dollars par baril d'équivalent de pétrole |
| (b) dollars par baril | (f) millions de pieds cube d'équivalent par jour | |
| (c) dollars par baril arrondis au 0,05 \$ le plus proche | (g) dollars par milliers de pieds cube d'équivalent | |
| (d) millions de pieds cube par jour | (h) milliers de barils de bitume par jour | |

Conversion métrique

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

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, l'environnement, 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, (y compris les gouvernements des États-Unis et d'autres territoires étrangers dans lesquels nous faisons affaires), 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. Au Canada, 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 en 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 réglemente également le volume de gaz naturel qui peut être extrait de son territoire à des fins d'utilisation à l'extérieur de celui-ci en tentant compte de certains facteurs tels que la disponibilité des réserves, les modalités de transport et certaines questions relatives au marché.

Sur le plan international, les prix du pétrole brut et du gaz naturel varient en réaction aux changements de l'offre et de la demande de pétrole brut et de gaz naturel, l'incertitude des marchés et divers autres facteurs indépendants de la volonté de Suncor. Ces facteurs comprennent notamment les mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), la conjoncture économique mondiale, la réglementation des gouvernements, les faits nouveaux sur le plan politique, l'approvisionnement en pétrole étranger, le prix des importations étrangères, la disponibilité d'autres sources de carburant et les conditions météorologiques.

Capacité pipelinère

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 canadien.

Redevances et mesures incitatives

Canada – 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 assujéti 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 l'intérêt du propriétaire de la participation économique directe 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 stimuler 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. Ils 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 nécessitant le versement 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 19 % en date du 1^{er} janvier 2009 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 et promulguées par la suite, 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 de l'établissement 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 pétrolifères. En date du 1^{er} janvier 2009, 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 (découvert après 1974) et jusqu'à 35 % dans le cas de gaz naturel ancien (découvert avant 1974), selon un prix de référence prescrit ou d'entreprise moyen. Le nouveau régime de redevances prévoit des allègements aux titres des redevances, aux termes du programme de forages profonds pour le gaz naturel, pour les puits forés au-delà d'une profondeur verticale réelle de 2 500 mètres en fonction de la profondeur totale et du fait que le puits soit un puits d'exploration ou de développement. 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 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 les nouveaux taux de redevances transitoires, qui pourraient établir un seuil de redevances maximum de 30 %. Toutefois, leurs puits ne peuvent également recevoir un allègement aux termes du Programme de forages profonds pour le gaz naturel. 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 pétrolifères 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 nos projets de Firebag et à notre projet MacKay River in situ actuels 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'exploitation des sables pétrolifères et aux activités de valorisation connexes est modifiée par des conventions conclues avec la Couronne (y compris la convention modificatrice) 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 la quasi-totalité des frais de valorisation et les dépenses en immobilisations connexes; et c) du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2015, conformément à la convention modificatrice 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 maximale de 1,2 % de R. En outre, la convention modificatrice de Suncor confère à Suncor un certain degré d'orientation à l'égard de diverses questions, y compris la méthodologie d'évaluation du bitume (décrite ci-après), 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 pétrolifères, composées de nos activités d'exploitation minière de base et de nos projets in situ sera le taux prescrit par le nouveau régime de redevances sauf si celui-ci est modifié ou remplacé avant cette date.

Dans le cadre de la mise en œuvre de son nouveau régime de redevances, le gouvernement de l'Alberta a promulgué un nouveau règlement (ministériel) relatif à la méthodologie d'évaluation du bitume, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. Ce règlement provisoire établit l'évaluation du bitume pour 2009 et 2010. Le règlement final est en train d'être développé par la Couronne, qui établira la méthodologie d'évaluation du bitume pour les années à venir. Pour les activités minières de Suncor, la méthodologie d'évaluation du bitume est fondée sur les modalités de la convention modificatrice de Suncor, qui, d'après nous, imposent certaines limites sur la méthodologie d'évaluation du bitume provisoire. Pour l'exercice 2009, Suncor a déposé un avis de non-conformité auprès de la Couronne, mentionnant que les rajustements raisonnables pour le calcul de la valeur du bitume de Suncor n'étaient pas considérés par la Couronne comme permis aux termes de la convention modificatrice de Suncor. Les paiements de redevances à la Couronne pour nos activités minières ont été établis conformément à la convention modificatrice concernant les redevances de Suncor, et les frais de redevances ont été enregistrés aux termes de la méthodologie d'évaluation du bitume provisoire de la Couronne, soit une différence négative d'environ 200 M\$. La convention modificatrice concernant les redevances de Suncor prévoit une procédure d'arbitrage à défaut d'un règlement négocié de ces questions. Voir également « Facteurs de risques — Risques juridiques et réglementaires — Risques qui touchent notre capacité de nous conformer aux exigences réglementaires et prévues par la loi aux termes de la loi applicable — Redevances de la Couronne de l'Alberta » dans la présente notice annuelle.

En novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta et les propriétaires de la coentreprise Syncrude sont arrivés à une entente pour la mise en œuvre du nouveau régime de redevances pour le projet Syncrude (similaire à la convention modificatrice de Suncor). Aux termes des nouvelles modalités de redevances, le projet continuerait à verser 1 % de ses produits bruts, ou si cette somme est supérieure, 25 % des produits nets jusqu'à la fin de 2015. Le 1^{er} janvier 2016, les taux de redevances aux termes du nouveau régime de redevances s'appliqueront au projet Syncrude. Dans le cadre de cette entente, Syncrude a exercé son option de verser des redevances en fonction des produits tirés du bitume plutôt que des produits tirés du PBS. Par suite de cette conversion en une redevance basée sur le bitume, l'installation de valorisation du projet Syncrude ne sera plus considérée comme faisant partie du projet de sables pétrolifères. Les propriétaires du Syncrude ont accepté de verser au total 1,25 G\$ en redevances au cours des 25 prochaines années, l'intérêt tenant compte des déductions pour des coûts autorisés liés à l'installation de valorisation, qui ont été antérieurement reçus. Les propriétaires ont également convenu de verser une redevance additionnelle de 975 M\$ sur une période de six années à compter de 2010, à la condition d'atteindre certains niveaux de production. Pour l'exercice 2009, Syncrude a également déposé un avis de non-conformité aux frais de la Couronne, mentionnant que les rajustements raisonnables pour le calcul de la valeur du bitume n'avaient pas été considérés par la Couronne, avis similaire à l'avis déposé par Suncor à l'égard de sa convention modificatrice.

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 : 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 forte 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 poursuite 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).

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 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*) (PTEI), qui a pour objet de promouvoir les investissements des producteurs dans la recherche, la technologie et l'innovation afin d'accroître la protection 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 ont été 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.

Le 3 mars 2009, par suite d'une baisse des prix de marchandises énergétiques et de ralentissement économique mondial, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme incitatif en trois points visant à encourager une hausse de l'activité dans les secteurs pétroliers et gaziers classiques de la province. Le programme incitatif comprenait : (i) un crédit de redevances de forage qui offrait 200 \$ en crédit de redevance par mètre foré sur les puits de pétrole et de gaz naturel classique; (ii) un nouveau programme incitatif visant les puits qui prévoyaient un taux de redevances maximum de 5 % pour tous les nouveaux puits qui commencent à produire du pétrole et du gaz naturel classiques entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2010 et (iii) 30 M\$ en investissements par la province d'Alberta dans la remise en état et l'abandon de vieux puits pétroliers et gaziers.

Côte Est du Canada

Le régime de redevances applicable au projet Hibernia comprend trois paliers : une redevance brute, une redevance nette et une redevance supplémentaire. La redevance brute est passée à 5 % des produits bruts d'exploitation du champ le 1^{er} juillet 2003. Le taux de redevance brut était fixé à 5 % jusqu'à ce que la récupération de l'investissement donnant lieu à l'application de la redevance nette soit atteinte. La redevance brute est indexée aux prix du pétrole brut à certaines conditions. Lorsque l'investissement aura été récupéré, y compris une marge de rendement déterminée, une redevance supplémentaire correspondant à 30 % des produits nets d'exploitation ou, si cette somme est supérieure, à 5 % des produits d'exploitation bruts, deviendra également payable. Suncor a généré des redevances nettes de 30 % pour Hibernia en 2009. Après qu'un niveau supplémentaire est opéré, ce qui comprend une marge de rendement additionnelle, une redevance supplémentaire correspondant à 12,5 % des produits d'exploitation nets deviendra également payable. De plus, la production d'Hibernia est assujettie à un droit du gouvernement fédéral sur le bénéfice net correspondant au plus à 10 % des produits nets, qui a commencé à s'appliquer au cours du premier trimestre de 2009. Les redevances et la participation dans les profits nets d'Hibernia ont atteint en moyenne 35 % des produits bruts pour la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009. Une entente a été conclue avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador sur l'admissibilité des frais de transport à la déductibilité relative aux redevances.

Le régime de redevances applicable au champ Terra Nova comprend trois paliers. Les redevances composent une redevance de base à taux variable payable pendant la durée du projet et de deux redevances nettes supplémentaires qui seront payables lorsque certains niveaux de rentabilité seront atteints. La redevance de base est payable en pourcentage des produits bruts d'exploitation du champ; elle commence au taux de 1 % et peut atteindre

10 %, selon les niveaux de production cumulée et la réalisation d'une récupération simple de l'investissement. Une fois réalisée la récupération prévue au premier palier, y compris une marge de rendement déterminée, la redevance nette du premier palier deviendra égale à la redevance de base ou, si cette somme est plus élevée, à 30 % des produits nets. Une redevance nette supplémentaire, du deuxième palier, correspondant à 12,5 % des produits nets s'appliquera lorsqu'un autre seuil de récupération sera atteint, y compris une marge de rendement supplémentaire. En 2008, Suncor a généré des redevances de Terra Nova de deuxième palier et le taux de redevance a augmenté pour passer de 30 % des revenus nets à 42,5 % des revenus nets. Les paiements de redevances moyens de Terra Nova se sont établis en moyenne à 31 % des produits bruts pour la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009.

En juillet 2003, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publié des règlements relatifs au régime de redevances qui s'appliquera à la mise en valeur des ressources pétrolières extracôtières, à l'exception des champs Hibernia et Terra Nova. Le régime général de redevances extracôtières se compose d'une redevance de base à taux variable payable pendant la durée du projet et d'une redevance nette à deux paliers payable lorsque certains niveaux de rentabilité sont atteints. La redevance de base, calculée en pourcentage des produits bruts d'exploitation des champs, commence au taux de 1 % et peut atteindre 7,5 % selon les niveaux de production cumulée et la réalisation d'une récupération simple de l'investissement. Une fois réalisée la récupération prévue au premier palier, y compris une marge de rendement, la redevance nette du premier palier est égale à la redevance de base ou à 20 % des produits nets, selon le plus élevé des deux. Une redevance nette supplémentaire, du deuxième palier, de 10 % est payable lorsqu'un rendement du capital investi plus élevé est atteint. En 2008, Suncor a généré des redevances de White Rose de deuxième palier, et le taux de redevance a augmenté, passant de 20 % des produits nets à 30 % des produits nets. La redevance totale payable en 2009, devrait s'établir entre 20 % et 25 % des produits bruts, selon les prix du pétrole brut. La redevance relative à White Rose s'est établie en moyenne à 20 % des produits bruts pour la période de cinq mois terminée le 31 décembre 2009.

Voir également « Facteurs de risques — Risques juridiques et réglementaires — Risques qui touchent notre capacité de nous conformer aux exigences réglementaires et prévues par la loi aux termes de la loi applicable — Redevances extracôtières » dans la présente notice annuelle.

États-Unis

Aux États-Unis, la production provient de terres fédérales d'États et de terres franches. La production des terres fédérales et d'États est l'objet d'une redevance à taux fixe à laquelle s'ajoute un paiement aux propriétaires fonciers. Les taux de redevances associés aux terres franches sont déterminés par votre négociation avec le propriétaire de la terre franche.

Autres – International

Les réserves de la Mer du Nord sont assujetties à un régime de redevances et un régime d'impôt traditionnels. Aucune redevance n'est payable sur les réserves du secteur Britannique. Une redevance est payable sur les réserves sur terre aux Pays-Bas.

Voir également « Facteurs de risques — Risques juridiques et réglementaires — Risques qui touchent notre capacité de nous conformer aux exigences réglementaires et prévues par la loi aux termes de la loi applicable — Redevances du secteur International » dans la présente notice annuelle.

Régime foncier

Au Canada, 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 mais 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 relatives aux activités pétrolières et gazières ont été pour la plupart refondues dans l'*Environmental Protection and Enhancement Act* (Alberta) (EPEA), qui est entrée en vigueur le 1^{er} septembre 1993, et dans l'*Oil and Gas Conservation Act* (Alberta) (OGCA). 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. Le secteur Sables pétrolifères de Suncor est assujéti 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 du secteur Sables pétrolifères. En mars 2010, elle devra déposer des rapports de conformité indiquant les mesures qu'elle a prises au cours de l'exercice afin de faire la preuve que chaque installation a respecté sa cible d'intensité pour 2009 ou a pris des mesures pour compenser l'intensité de ses émissions. Les options en matière 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 coût actuel de 15 \$ la tonne.

Au cours de la période de conformité allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2009, on estime que les frais liés à la conformité postérieure à la fusion pour Suncor s'établissent entre 3 M\$ et 5 M\$. Les coûts définitifs pour 2009 seront établis lorsque la Société aura déposé son rapport de conformité auprès de la province de l'Alberta, en mars 2010.

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 niveaux d'émissions de gaz à effet de serre de 2006, du Canada, de 20 % d'ici 2020 et de 60 % à 70 % d'ici 2050.

Le plan d'action révisé vise principalement les émissions industrielles provenant de certains secteurs précis, notamment les secteurs des sables pétrolifères, 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 pétrolifères, la norme s'appliquera pour chaque procédé : les usines d'exploitation des sables pétrolifères 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.

Après l'introduction du plan d'action révisé, le gouvernement fédéral canadien s'est engagé à mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange avec les États-Unis et, par conséquent, il n'est pas actuellement certain que le plan d'action révisé sera mis en œuvre tel qu'il est proposé ou qu'il le sera.

Les gouvernements fédéral des États-Unis, provincial de l'Ontario et le gouvernement de l'État du Colorado sont également à divers stades d'élaboration d'une législation et d'une réglementation pour la gestion des gaz à effets de serre. À ce jour, aucune telle législation n'a été présentée dans ces territoires et les incidences potentielles éventuelles sont inconnues. L'incertitude et les délais entourant la législation en matière de gestion des gaz à effet de serre aux États-Unis a eu une incidence directe sur la législation en cette matière au Canada. Le gouvernement canadien a officiellement déclaré qu'il retarderait la mise en œuvre d'une législation spécifique sur les émissions de gaz à effet de serre jusqu'à ce que les États-Unis mettent en œuvre leur propre législation, et que le Canada était déterminé à faire en sorte que la législation sur les gaz à effet de serre du Canada soit intégrée à la législation américaine et corresponde à celle-ci.

De plus, au Royaume-Uni, la phase II du Système communautaire d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (« SÉQ ») a commencé en 2008 et se poursuivra jusqu'en 2012. La SÉQ exige que les États membres

fixent des limites d'émission pour les installations de leur pays faisant l'objet de ce système et assignent ces installations à un plafond d'émission. Les installations peuvent respecter leur plafond en réduisant leurs émissions ou en achetant des crédits auprès d'autres participants. La phase III de la SEQ commence en 2013 et se poursuivra jusqu'en 2020. La législation n'a pas été encore finalisée, mais les plafonds d'émissions seront vraisemblablement réduits aux termes de la phase III. Également, une révision des règlements au Royaume-Uni est actuellement en cours, laquelle pourrait avoir une incidence sur l'élimination de matières radioactives naturelles. Cette révision est actuellement au stade de la consultation et, à ce moment-ci, aucune telle législation n'a été déposée, et les incidences potentielles demeurent inconnues.

À la fin de 2009, la conférence sur les changements climatiques des Nations-Unies, communément appelée Sommet de Copenhague, a eu lieu à Copenhague, au Danemark. Bien qu'un accord qui englobe, entre autres la poursuite du protocole de Kyoto et le besoin de réduire les émissions globales ait été généralement accepté par les pays membres au Sommet de Copenhague, l'accord est généralement considéré comme n'étant pas juridiquement contraignant et il ne contient pas d'engagements contraignants pour la réduction des émissions de dioxyde de carbone. Le Canada s'est par la suite engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 17 % sous les niveaux de 2005, d'ici 2020; il n'a toutefois pas indiqué comment il s'y prendrait pour ce faire.

En outre, divers cadres et propositions ont été émis en 2009 par les différents organismes de réglementation provinciaux du Canada qui supervisent la mise en valeur des sables pétrolifères. Ils se rapportent entre autres à la gestion des résidus, à l'utilisation de l'eau et des terrains. Bien que les conséquences financières de ces directives soient inconnues à ce jour, la Société est déterminée à travailler avec les organismes de réglementation appropriés dans le cadre de leur élaboration de nouvelles politiques et à se conformer entièrement à tous les règlements et à toutes les directives existants et nouveaux qui s'appliqueront aux activités de la Société.

De façon générale, il subsiste de l'incertitude quant aux résultats 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 encore 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 secteurs.

Dangers liés à l'exploitation et autres incertitudes. Chacun de nos principaux secteurs, soit les secteurs Sables pétrolifères, Gaz naturel, Côte Est du Canada, International et Raffinage et commercialisation, exige des investissements considérables et comporte par conséquent des risques financiers et des occasions. Généralement, notre exploitation est soumise 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 technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de 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 le secteur Sables pétrolifères, l'exploitation minière des sables pétrolifères, la production de bitume au moyen de méthodes in situ, l'extraction du bitume des sables pétrolifères et la valorisation de ce bitume pour en faire du PBS et d'autres produits comportent certains risques et incertitudes. Le secteur Sables pétrolifères peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions 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 au secteur Sables pétrolifères peuvent entraîner une réduction de la production hivernale et, dans certains cas, engendrer des coûts plus élevés. Même s'il n'y a pratiquement aucuns frais de découverte liés aux ressources de sables pétrolifères, la délimitation des ressources, les coûts associés à la production, y compris la mise en valeur de mines et le forage de puits pour les activités de SAGD, et ceux associés à la valorisation du bitume pour en faire du PBS peuvent comporter d'importants déboursés. Les coûts liés à la production au secteur Sables pétrolifères sont en grande partie fixes à court terme et, par conséquent, les frais d'exploitation unitaire dépendent en grande partie des niveaux de production.

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

Notre secteur Raffinage et commercialisation est soumis à tous les risques normalement inhérents à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que de stations-service, y compris la perte de produits, les ralentissements en raison de défauts de l'équipement, 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 matérialisation 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.

Établissements étrangers. La Société possède des établissements dans divers pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les activités et les actifs connexes de la Société sont assujetties à divers risques, qui peuvent comprendre les restrictions sur l'échange et les fluctuations du taux de change, la perte de revenus, de biens et de matériels par suite d'une expropriation, de la nationalisation, de guerres, d'insurrections et les risques géopolitiques et autres risques politiques, les augmentations des taxes et impôts et des redevances gouvernementales, les renégociations de contrats avec des entités gouvernementales ou quasi-gouvernementales, les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères, des sanctions économiques et juridiques (par exemple des restrictions contre des pays dont le gouvernement des

États-Unis peut estimer qu'ils commanditent le terrorisme) et d'autres incertitudes découlant de la souveraineté de gouvernements étrangers sur les activités internationales de la Société. En cas de différends touchant les activités étrangères de la Société, cette dernière pourrait être assujettie à la compétence exclusive de tribunaux étrangers et pourrait ne pas être en mesure d'assujettir des ressortissants étrangers à la compétence d'un tribunal des États-Unis ou du Canada. En outre, par suite d'activités dans ces régions et de l'évolution permanente du cadre international régissant la responsabilité et la reddition de comptes des sociétés à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être également exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international.

La Société a des activités en Libye, pays membre de l'OPEP, et peut faire affaire dans d'autres pays membres de l'OPEP à l'avenir. La production dans ces pays peut être resserrée par les quotas imposés par l'OPEC.

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 pétrolifères 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 matérialisation 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, qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une garantie suffisante dans toutes les situations, 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. En 1990, 2003 et 2005, nous avons créé trois entités d'autoassurance pour fournir une couverture supplémentaire des pertes d'exploitation éventuelles. Au cours du premier trimestre de 2010, ces trois entités ont été fusionnées en une seule.

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 sur notre situation financière.

Marchés financiers. Les événements et la situation observés sur les marchés financiers au cours des deux derniers exercices, y compris la perturbation des marchés du crédit internationaux et d'autres systèmes financiers et la détérioration de la conjoncture économique mondiale qu'on a connus au cours des deux derniers exercices ont engendré une volatilité importante du prix des marchandises et une augmentation du taux auquel nous sommes en mesure d'emprunter des fonds afin de financer nos programmes d'immobilisations. Bien que l'on ait vu des signes récents qui peuvent laisser croire au début d'une reprise économique mondiale, le moment et la portée d'une éventuelle reprise n'offrent aucune certitude, et cette incertitude permanente dans la situation économique globale signifie que la Société, ainsi que toutes les autres entités pétrolières et gazières, pourraient continuer à faire face à un accès limité aux capitaux et à une augmentation des frais d'emprunt. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur la Société, étant donné que notre capacité de faire des dépenses d'immobilisations futures est tributaire, entre autres, de l'état global des marchés des capitaux et de l'intérêt des investisseurs à l'égard d'investissements dans l'industrie énergétique, de façon générale, et dans nos titres en particulier.

La capacité de prêt d'un grand nombre d'institutions financières a diminué et les primes de risque ont augmenté. Étant donné que les dépenses en immobilisations futures seront financées à même les flux de trésorerie nets provenant de l'exploitation et des emprunts, notre capacité de le faire sera tributaire, entre autres, de l'état global des marchés financiers et de l'intérêt des investisseurs à l'égard d'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 2009, nous disposions d'un crédit inutilisé d'environ 4,2 G\$ aux termes de nos facilités de crédit bancaires. En outre, nous avons annoncé un

programme de désinvestissement prévu, dont on espère tirer un produit de 2 à 4 G\$. En nous appuyant sur les fonds actuellement disponibles et les flux de trésorerie nets provenant de l'exploitation prévus ainsi que sur notre programme de désinvestissement prévu, nous estimons que nous avons suffisamment de fonds pour financer nos dépenses en immobilisations actuellement projetées en 2010. Si les flux de trésorerie nets provenant de l'exploitation étaient inférieurs à ce qui est prévu ou si les dépenses en immobilisations de 2010 excédaient les estimations actuelles, ou encore si nous devions engager des frais imprévus liés à la mise en valeur ou à l'entretien de nos propriétés existantes, nous serions tenus d'entreprendre une évaluation sérieuse à l'égard du maintien de notre programme d'immobilisations aux niveaux prévus et cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos cotes de crédit si nous voulions trouver du financement additionnel. Si nous choisissons de ne pas obtenir le financement nécessaire à nos programmes de dépenses en immobilisations, cela pourrait se traduire par un retard dans le développement prévu de la production provenant de notre exploitation, ce qui 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 de créance. Nous pouvons à l'occasion financer nos dépenses en immobilisations en totalité ou en partie en émettant des titres de créance, 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 programmes 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 des emprunts que celle-ci peut contracter. Nous sommes toutefois assujettis à des engagements aux termes de nos facilités de crédit et cherchons à éviter les coûts d'emprunt trop élevés. Le niveau de notre endettement pourrait nuire à notre capacité 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 défavorable 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 des facilités de crédit consortiales de 7,5 G\$ conclues avec 19 banques, expirant en 2013, ainsi qu'une facilité de crédit bilatérale de 61 M\$ expirant en 2010, et d'environ 13,9 G\$ de titres de créance en circulation. Nous sommes tenus de nous conformer à des engagements financiers et en matière d'exploitation aux termes de ces facilités de crédit et de ces titres de créance. Nous examinons régulièrement ces engagements à la lumière des résultats réels et prévus et avons le pouvoir d'effectuer des changements à nos programmes 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 en matière de facilités de crédit et de titres de créance, 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. La Société surveille son exposition aux fluctuations des prix des marchandises, des taux d'intérêts et des taux de change. En réponse, la Société conclut périodiquement des opérations prévoyant la livraison de marchandises à des prix fixes ou à des prix maximum et minimum et des instruments dérivés afin de réduire le risque de fluctuations défavorables du prix des marchandises, des taux d'intérêts et des taux de change étrangers. Les modalités de ces contrats ou de ces instruments peuvent restreindre le bénéfice de fluctuations favorables des prix des marchandises, des taux d'intérêts et des valeurs des devises et entraîner des pertes financières ou des pertes d'occasions par suite d'engagements de livraison, des taux de redevances et des contreparties associés à ces contrats.

Incertitude quant aux estimations des réserves et des ressources. Les estimations des réserves 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 flux de trésorerie nets futurs 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 en matière 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 PBS provenant du bitume, qui peuvent tous différer considérablement des résultats réels. L'exactitude d'une estimation des réserves et des ressources relève de l'interprétation et d'un jugement techniques et est fonction de la qualité et de la quantité des données existantes, qui ont pu être recueillies avec le temps. Dans le secteur Sables pétrolifères, 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 miniers courants, de la durée de vie utile de l'exploitation et des contraintes réglementaires. Les estimations des réserves et des ressources de Firebag et de MacKay River 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 par rapport 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 et des ressources récupérables économiquement attribuables à un quelconque groupe de propriétés et le classement de ces réserves et ressources 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.

Les flux de trésorerie nets provenant de la production réels découlent de nos réserves de pétrole et de gaz et varieront par rapport aux estimations qui sont présentées dans les évaluations des réserves, et l'écart pourrait être important. Les évaluations des réserves sont fondées 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. Les évaluations des réserves sont arrêtées à une date particulière et n'ont pas été mises à jour et, par conséquent, elles ne reflètent 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'OPEP 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 sulfureux et du bitume. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont connu de fortes fluctuations au cours des dernières années. Étant donné l'incertitude économique mondiale actuelle, nous nous attendons à une volatilité et à une incertitude continues à l'égard des prix du pétrole brut et du gaz naturel. 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 gaz naturel suffisante 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 pétrolifères, 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 d'aval. Notre secteur d'aval est sensible aux marges de gros et de détail à l'égard de ses produits raffinés, y compris l'essence, le diesel et l'asphalte. La volatilité des marges dépend entre autres choses de la compétitivité globale des marchés, des conditions météorologiques, du coût du pétrole brut (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 des marchés, y compris la possibilité que de nouveaux acteurs entrent sur le marché, se poursuivront. En conséquence, on peut s'attendre à une fluctuation des résultats d'exploitation de notre secteur Raffinage et 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 fluctuations 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 que 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 2009 sont présentés en dollars canadiens. Les résultats d'exploitation sont touchés par les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain mais ils sont également touchés de façon importante par les taux de change entre le dollar canadien, l'euro et la livre anglaise. Ces taux de change peuvent donner lieu à des risques de change, favorables ou défavorables, ce qui crée un autre élément d'incertitude. Si cette fluctuation était 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 futur de dividendes sur nos actions ordinaires sera tributaire, entre autres, 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 commerciales 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 contractons 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, ce qui augmenterait le coût en capital de la Société et aurait une incidence sur le rendement financier de Suncor. Pour gérer ce 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.

Risques lié aux contreparties. Dans le cours normal des activités, la Société conclut des accords contractuels avec des contreparties du secteur énergétique et d'autres secteurs, notamment des contreparties dans le cadre d'ententes de couverture des taux d'intérêts, de couverture des taux de change et des ententes liées à des instruments dérivés sur marchandises. Si ces contreparties n'honorent pas leurs obligations contractuelles envers la Société, cette dernière pourrait subir des pertes, devrait peut-être procéder en assumant les risques de façon indépendante, pourrait devoir abandonner des occasions ou renoncer à des concessions ou à des blocs. Dès que la Société limite le risque qu'elle court face à une contrepartie à un niveau que la direction estime raisonnable, les pertes dues à l'incapacité de contreparties de remplir leurs obligations contractuelles, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos rentrées de fonds.

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

Réglementation et risques environnementaux. La Société est assujettie à une réglementation environnementale aux termes de divers règlements et diverses lois fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux au Canada, aux États-Unis, au Royaume-Uni et dans d'autres pays. Ces régimes réglementaires consistent en des lois d'application générale qui nous régissent 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 généralement 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 pétrolifères;
- la fabrication, l'importation, l'entreposage, le traitement et l'élimination des déchets et des substances industriels ou dangereux;
- le besoin de réduire ou de stabiliser diverses émissions dans l'atmosphère;
- les prélèvements d'eau et les rejets dans l'eau;
- les questions portant sur la remise en état et la restauration des terrains et la protection de l'habitat des espèces sauvages;
- la reformulation de l'essence 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 des dépenses importantes, et la violation de la réglementation environnementale pourrait entraîner l'imposition d'amendes et de peines, la responsabilité des frais de nettoyage, des dommages-intérêts et la perte de licences et de permis importants, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur 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 annoncé dans le cadre du plan d'action révisé 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, et de la *Climate Change and Emissions Management Act* et du *Specified Gas Emitters Regulation* de l'Alberta, récemment révisées. Toutefois, après l'introduction du plan d'action 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. Dernièrement, le gouvernement fédéral canadien s'est engagé à aligner sa législation en matière de gaz à effet de serre avec la législation des 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. Voir « Situations dans le secteur — Réglementation environnementale » dans la présente notice annuelle. Bien qu'il soit trop tôt pour prévoir exactement les coûts liés à la conformité, il est peu probable que ces coûts augmentent. 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.

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. Le 15 octobre 2009, Suncor s'est adressé à la Energy Resources Conservation Board (ERCB) et à l'Alberta Environment (AENV) pour obtenir la permission de modifier ses activités existantes et/ou approuvées à l'est de la rivière Athabasca afin de passer du processus de gestion de résidus consolidés actuel, soit l'utilisation d'un processus consolidé à l'égard des résidus pour consolider les résidus fins mûrs, aux opérations de réduction des résidus (ARR), stratégie basée sur le séchage des résidus fins mûrs. Cette demande est en cours d'obtention de l'autorisation de la ERCB et de l'AENV.

En outre, 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 secteur Raffinage et commercialisation, voir 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 qu'il 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 notre secteur Raffinage et commercialisation des 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. 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. La Société est également assujettie aux lois environnementales dans les territoires étrangers où elle fait affaires, et les coûts de la conformité à ces lois et tous changements de celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les résultats d'exploitation de la Société. Voir « Situation dans le secteur — Réglementation environnementale » dans la présente notice annuelle.

Réglementation gouvernementale. La Société et l'industrie pétrolière et gazière dans de nombreux pays fonctionne généralement 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'attribution ou l'acquisition d'intérêts d'exploration et de production, de sables pétrolifères 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 à de nombreux facteurs, notamment les 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 pétrolifères. 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 politiques et les règlements environnementaux américains actuels et futurs pourraient influencer sur nos plans d'affaires actuels ou limiter ceux-ci ou réduire la demande à l'égard de 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 gouvernement de l'Alberta a promulgué le nouveau règlement (ministériel) relatif à la méthodologie d'évaluation du bitume dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances (*New Royalty Framework*), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. Ce règlement provisoire établit l'évaluation du bitume pour 2009 et 2010. La Couronne est en train d'élaborer le règlement définitif, lequel établira la méthodologie d'évaluation du bitume pour les années à venir. Pour les activités minières de Suncor, la méthodologie d'évaluation du bitume est fondée sur les modalités de la convention modificatrice de Suncor, qui, d'après nous, impose certaines limites sur la méthodologie d'évaluation du bitume provisoire tel qu'elle a été récemment promulguée. Pour l'année 2009, Suncor a déposé un avis de non-conformité auprès de la Couronne, faisant valoir que des ajustements raisonnables dans le calcul de la valeur du bitume de Syncrude n'avaient pas été considérés par la Couronne comme l'autorisait la convention modificatrice de Suncor. Un avis de non-conformité similaire a été déposé par Syncrude à l'égard de l'établissement de la valeur du bitume aux termes de ses conventions avec la Couronne. La décision finale dans ces affaires pourrait avoir une incidence importante sur les redevances futures payables à la Couronne;
- Le gouvernement a promulgué le nouveau règlement ministériel sur les coûts admissibles pour les sables pétrolifères dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau régime de redevances, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. On s'attend à ce que certaines règles commerciales relatives au coût admissible soient précisées davantage. Les modalités de la convention modificatrice des redevances de Suncor, et l'entente similaire conclue par Syncrude établissent l'obligation en matière de redevances jusqu'en 2015 pour les activités minières. Toutefois, des changements potentiels et l'interprétation du règlement relatif aux coûts admissibles, pourraient, au fil du temps, avoir une incidence importante sur le montant des redevances devant être versées.
- 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 pétrolifères, 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.

Redevances pour la Côte Est du Canada. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et Suncor ont actuellement des discussions aux fins de régler certaines questions en cours qui ont une incidence sur l'exercice actuel et les exercices antérieurs. Le règlement de ces questions pourrait avoir une incidence sur les paiements de redevances devant être effectués à la Couronne. En outre, 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 pétrolifères, 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 pourraient avoir une incidence sur les paiements de redevances à la Couronne.

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

Redevances internationales. 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; les changements découlant de vérification réglementaire des déclarations d'exercices antérieures; d'autres changements aux régimes de redevances applicables décidés par les gouvernements ou d'autres organismes de réglementation applicables, les modifications apportées à d'autres lois et la survenance d'événements imprévus sont tous susceptibles d'avoir une incidence sur les redevances à verser à l'égard de nos activités internationales. Voir « Situation dans le secteur – Redevances et mesures incitatives » dans la présente notice annuelle.

Contrôles. En fonction de leurs évaluations effectuées au 31 décembre 2009, notre chef de la direction et notre chef des finances ont conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information (définis dans les Rules 13a-15(e) et 15d-15(e) prises aux termes de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis (la « Exchange Act ») sont efficaces et permettent de faire en sorte que l'information que nous devons déclarer dans les rapports que nous déposons ou que nous soumettons auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières canadiennes et américaines, est consignée, traitée, résumée et déclarée dans les délais précisés aux termes des lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 décembre 2009, il n'y avait aucun changement dans notre contrôle interne de communication de l'information financière (tel qu'il est défini dans les Rules 13a-15(f) et 15d-15(f) prises en vertu de la Exchange Act) survenu pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2009 qui aurait eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'ils aient eu, une incidence importante sur nos contrôles internes de communication de l'information financière. Nous continuerons à évaluer de façon périodique nos contrôles et procédures de communication de l'information et notre contrôle interne de communication de l'information financière et apporteront à l'occasion les modifications que nous estimerons nécessaires.

La direction continue à intégrer le contrôle interne de communication de l'information financière historique de Petro-Canada aux contrôles internes de communication de l'information financière de Suncor. Cette intégration entraînera des changements de ces contrôles au cours des périodes fiscales futures, mais la direction ne sait pas s'ils auront une incidence importante sur le contrôle interne de communication de l'information financière de la Société. La direction prévoit que ce processus d'intégration sera achevé en 2010.

En fonction de leurs limites intrinsèques, les contrôles et procédures de communication de l'information et le contrôle interne de communication de l'information financière peuvent ne pas empêcher ou déceler les fausses déclarations, et même les contrôles estimés efficaces ne peuvent fournir une assurance raisonnable relativement à la préparation et à la présentation des états financiers.

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

Dépendance à l'égard du secteur Sables pétrolifères. Les engagements importants de la Société en matière d'immobilisations visant à faire progresser nos projets d'expansion et à soutenir les activités du secteur Sables pétrolifères pourraient exiger que nous renoncions à des occasions d'investissement dans d'autres secteurs de nos activités. L'achèvement de projets futurs visant à accroître la production du secteur Sables pétrolifères augmentera encore notre dépendance envers ce secteur. Par exemple, en 2009, le secteur Sables pétrolifères comptait pour environ 67 % de notre production d'amont (86 % en 2008), pour 52 % de notre bénéfice net (95 % en 2008) et pour 36 % de nos flux de trésorerie nets provenant de l'exploitation (86 % en 2008). Voir « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page 5 de la notice annuelle. Ces pourcentages ne tiennent pas compte des renseignements relatifs au siège social, au commerce d'énergie et aux éliminations et comprennent une période de 12 mois d'activités de l'ancienne Suncor et une période de cinq mois d'activités de l'ancienne Petro-Canada.

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, entraîne 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 utilisées 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 programmes 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) (« ERCB ») a émis une directive intitulée *Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes* (critères et exigences de rendement des résidus dans le cadre des plans d'exploitation minière des sables pétrolifères). La directive établit des critères de rendement 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 ERCB et un processus d'approbation visant à réguler les activités liées aux résidus. Nous évaluons actuellement les conséquences de la directive.

Le 15 octobre 2009, la Société s'est adressée à la ERCB et à l'Alberta Environment (AENV) pour obtenir la permission de modifier ses activités actuelles et/ou ses activités approuvées à l'est de la rivière Athabasca et de passer du système de gestion de résidus actuellement approuvé, soit l'utilisation de la technologie CT pour consolider les résidus fins matures à la nouvelle stratégie planifiée de réduction des résidus (SPRR) de la Société, fondée sur le séchage des résidus fins matures. Cette demande est actuellement en attente d'approbation auprès de la ERCB et de l'AENV.

Risque lié à l'intégration. La Société a réalisé la fusion avec Petro-Canada afin de renforcer sa position dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel et de créer la possibilité de réaliser certains avantages, notamment des réductions de coûts et d'autres synergies d'exploitation. L'atteinte des avantages découlant de la fusion dépend en partie de la capacité de Suncor de tirer parti de façon efficace de sa taille, de la portée de ses activités et de sa position de chef de file dans l'industrie des sables pétrolifères, de réaliser les synergies en matière de capitaux et d'exploitation prévues, d'ordonner de façon rentable les perspectives de croissance de ses actifs, d'exécuter des cessions planifiées et de maximiser le potentiel de ces occasions d'améliorer sa croissance et ses possibilités de trouver des fonds après le regroupement des entreprises et des activités de Suncor et de Petro-Canada. Divers facteurs, notamment les facteurs de risques énoncés dans la présente notice annuelle, pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité d'atteindre les avantages prévus de la fusion.

La capacité de réaliser les avantages découlant de la fusion dépendra également en partie de la réussite du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités, des procédures et du personnel en temps utile et de façon efficace, ainsi que de la capacité de Suncor de réaliser les occasions de croissance prévues et les synergies découlant de l'intégration des entreprises de Suncor et de Petro-Canada. Cette intégration est permanente et exige que la direction y consacre des efforts, du temps et des ressources importants, lesquels peuvent accaparer l'attention et les ressources que la direction consacrerait à d'autres occasions stratégiques et aux questions opérationnelles. Le processus d'intégration peut entraîner la perte d'employés clés et des dérangements des activités commerciales et des liens avec les clients et les employés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de Suncor d'atteindre les avantages prévus de la fusion.

Interdépendance des systèmes du secteur Sables pétrolifères. Notre entreprise des Sables pétrolifères 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 classiques. Les réserves futures de pétrole et de gaz naturel de notre secteur classiques ainsi que la production de notre secteur de la Côte Est, de notre secteur International et de notre secteur Gaz naturel sont hautement tributaires de notre capacité de découvrir ou d'acquérir des réserves supplémentaires et d'exploiter nos réserves existantes. Sans l'ajout de réserves de pétrole et de gaz naturel classiques par l'exploration et la mise en valeur ou les acquisitions, nos réserves et notre production de pétrole et de gaz naturel classiques diminueront au fil des ans avec l'épuisement des réserves. 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'exploitation⁽¹⁾ ne parviennent pas à produire suffisamment de capitaux et que les sources externes de financement deviennent limitées ou non disponibles, notre

(1) Voir « Mesures financières non conformes aux PCGR » à la page 5 de la présente notice annuelle.

capacité de faire les investissements nécessaires pour maintenir et accroître nos réserves de pétrole et de gaz naturel classiques sera diminuée. En outre, le rendement à long terme de l'entreprise de pétrole et de gaz naturel classiques 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. 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 sur le plan mondial dans tous ses aspects, y compris la recherche et la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et l'acquisition de participations 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 grands producteurs internationaux de pétrole et de gaz naturel 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 pétrolifères et de commencer à produire du bitume et du PBS 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 PBS valorisé au Canada pourrait augmenter pour passer d'environ 1,2 million de b/j en 2007 à environ 3 millions de b/j d'ici 2020⁽²⁾. La tendance accrue au regroupement au sein de l'industrie, l'attention mondiale prêtée aux sables pétrolifères et l'arrivée de nouveaux concurrents dotés de ressources financières ont, au cours des dernières années, a) fait augmenter considérablement l'offre en bitume et en PBS 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 pétrolifères et pour les gérer. 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 de 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 d'aval participe aux marchés des nouveaux produits, elle peut être exposée à des risques de marge et à une volatilité découlant des fluctuations de coûts ou de prix de vente.

Main-d'œuvre et équipement. L'exploitation réussie de l'entreprise de la Société et sa capacité d'accroître ses activités dépendront de la disponibilité de travailleurs expérimentés et de matériel et de la concurrence à cet égard. La demande à l'égard de travailleurs expérimentés est et demeure limitée, même dans des conditions économiques incertaines, et nous pourrions avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de nos activités actuelles et futures. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint étant donné l'effectif réduit de nombreuses installations de fabrication. Ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur notre capacité d'exercer nos activités avec efficacité et 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 ».

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

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 (« SAGD ») 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

(2) Le document intitulé *Canadian Crude Oil Forecast and Market Outlook*, 5 June 2009 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

encore récente comparativement à d'autres méthodes de production et, par conséquent, étant donné l'absence de données antérieures d'exploitation, rien ne saurait garantir la viabilité des activités de SAGD.

Dépendance à l'égard d'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 un 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 du secteur Sables pétrolifères situé 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, de notre raffinerie de Montréal, de notre NPSD de Terra Nova, de certains de nos établissements de fabrication de lubrifiant, de certaines de nos opérations de terminal et de Sun-Canadian Pipeline Company Limited sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 87 % de nos employés syndiqués sont membres du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP). Des conventions collectives de trois ans avec la plupart des sections de la SCEP arriveront à échéance en 2010. Les négociations sont en cours. Toute interruption de travail à laquelle participeraient nos employés et/ou des corps de métier contractuels travaillant à nos projets ou installations 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 à l'occasion notre politique 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 0,05 \$ par action* à 0,10 \$ par action* au troisième trimestre de 2009, et une augmentation qui l'a fait passer de 0,04 \$ par action* à 0,05 \$ par action* au deuxième trimestre de 2007.

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		
	2009	2008	2007
Actions ordinaires			
Dividendes en espèces	0,30 \$	0,20 \$	0,19 \$
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.

** Dividendes déclarés de Petro-Canada d'un montant global de 0,40 \$ par action pour les deux premiers trimestres de 2009, montant qui n'est pas inclus dans le tableau ci-dessus.

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Description générale de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série et appelées actions privilégiées de rang supérieur et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série appelées actions privilégiées de rang inférieur. Au 31 décembre 2009, il y avait 1 559 778 481 actions ordinaires émises et en circulation. À la connaissance du conseil d'administration et des membres de la haute direction de Suncor, aucune personne n'est propriétaire véritable de 10 % ou plus des droits de vote rattachés à une catégorie de titres à droit de vote de la Société ni n'exerce une emprise sur de tels titres. Les porteurs d'actions ordinaires peuvent assister à toutes les assemblées des actionnaires et y voter à raison d'une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Étant donné qu'aucune action privilégiée de rang supérieur ou action privilégiée de rang inférieur n'est émise et en circulation, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés par le conseil d'administration sur les actions ordinaires et de participer à une distribution de l'actif de la Société parmi ces actionnaires aux fins de mettre un terme aux affaires de celle-ci. Les porteurs d'actions ordinaires auront le droit de participer à parts égales à toutes les distributions sur cet actif.

Contraintes

La *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada* exige que les statuts de Suncor comprennent certaines restrictions sur la propriété et l'exercice des droits de vote rattachés aux actions à droit de vote de la Société. Les actions ordinaires de Suncor sont des actions à droit de vote.

Aucune personne, ni aucune personne ayant des liens avec cette personne, ne peut souscrire, transférer à cette personne, détenir, être propriétaire véritable ou contrôler autrement qu'au moyen d'une sûreté seulement, des actions à droit de vote de Suncor auxquelles sont rattachés plus de 20 % des voix rattachées à toutes les actions à droit de vote en circulation de Suncor ou exercer globalement les droits de vote rattachés à un tel nombre de ses actions. Parmi les restrictions supplémentaires, mentionnons les dispositions relatives à la suspension des droits de vote, à la saisie des dividendes, les interdictions contre les transferts d'actions, contre la vente forcée d'actions et le rachat et la suspension d'autres droits des actionnaires. Le conseil d'administration peut à l'occasion exiger que les porteurs d'actions à droit de vote, les personnes qui souscrivent de telles actions et certaines autres personnes fournissent des déclarations prévues par la loi en ce qui a trait à la propriété d'actions à droit de vote et à certaines autres questions relevant de l'application des restrictions. Il est interdit à Suncor d'accepter des souscriptions à l'égard d'actions à droit de vote, d'émettre de telles actions ou d'enregistrer le transfert de telles actions si cela entraîne une violation des restrictions en matière de propriété individuelle.

Aux termes de la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, les statuts de Suncor comprennent également des dispositions exigeant que Suncor maintienne son siège social à Calgary, en Alberta; interdisant à Suncor de vendre ou de transférer la totalité ou la quasi-totalité de son actif dans le cadre d'une ou de plusieurs opérations ou d'autrement disposer de telles actions en faveur d'une personne ou d'un groupe de personnes associées, ou à des non-résidents, sauf au moyen d'une sûreté seulement relativement au financement de Suncor; et exigeant que Suncor fasse en sorte (et approuve, à l'occasion, des politiques décrivant la manière par laquelle Suncor respectera cette exigence) que tout membre du public puisse, dans l'une ou l'autre des langues officielles du Canada (le français et l'anglais), communiquer avec le siège social de Suncor et les autres installations et obtenir les services disponibles de celui-ci si Suncor établit qu'il y a une demande importante à l'égard d'une communication avec cette installation ou de services provenant de celle-ci dans cette langue.

Notes

Le tableau qui suit indique les notes émises par les agences de notation mentionnées aux présentes en date du 31 décembre 2009. Les notes de crédit ne sont pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres de créance en ce que ces notes ne font pas de commentaires relativement au cours ou à leur pertinence pour un investisseur donné. Les notes peuvent ne pas rester en vigueur pour une période donnée ou peuvent être révisées ou retirées entièrement par une agence de notation à l'avenir si, de l'avis de celle-ci, les circonstances le justifient.

	Moody's Investors Service (Moody's)	Standard & Poor's (S&P)	Dominion Bond Rating Service (DBRS)
Perspectives	Stable	Stable	Stable
Titres non garantis de rang supérieur	Baa2	BBB+	A (bas)
Papier commercial	–	A (1) Bas	R (1) (bas)

Les notes de crédit attribuées par Dominion Bond Rating Service (« DBRS ») se situent sur une échelle de notation des titres de créance 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 dix catégories et est attribuée aux titres de créance 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 sont considérées comme étant 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 les catégories AAA ou D.

Les notes de crédit de Moody's se situent sur une échelle de notation des titres de créance à long terme allant de AAA à C, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note Baa2 de Moody's vient au quatrième rang des neuf catégories. Les obligations ayant reçu la note Baa sont assujetties à un risque de crédit modéré. Elles sont considérées comme de qualité moyenne et, à ce titre, elles possèdent certaines caractéristiques spéculatives. 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, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique.

Les notes de crédit de Standard and Poor's (« S&P ») se situent sur une échelle de notation des titres de créance 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 dix catégories et indique que le débiteur montre des paramètres de protection suffisants. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou des changements de circonstances sont plus susceptibles d'entraîner une capacité affaiblie du débiteur de respecter ses engagements financiers à l'égard du titre de créance 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 attribuées aux programmes de papier commercial se situent sur une échelle de notation des titres de créance 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 de créance ayant une qualité de crédit satisfaisante. La force et la perspective globale 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 de S&P attribuées aux programmes de papier commercial s'échelonnent sur une échelle de notation de titres de créance à court terme, qui va de A-1 (haut) à D, et qui représente la fourchette allant de la plus haute à la plus basse qualité pour ces titres. Une obligation à court terme à laquelle on a attribué une note de A-1 est la plus élevée des huit catégories de l'échelle de Standard & Poor's. Une obligation à court terme à laquelle on a attribué une note de « A-1 (bas) » est légèrement plus sensible aux effets défavorables des changements, des circonstances et des conditions économiques que les obligations ayant obtenu une note supérieure. Toutefois, la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation est satisfaisante. Les obligations ayant obtenu une note de « A-1 (bas) » sur la fourchette de notation du papier commercial se verraient attribuer une note de « A-2 » sur l'échelle de notation à court terme globale de Standard & Poor's.

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

2009	Variation du cours (\$ CA)		Volume de négociation (en milliers)
	Plafond	Plancher	
Janvier	29,78	22,00	104 250
Février	27,25	21,15	112 120
Mars	34,22	23,50	192 482
Avril	32,17	27,44	117 944
Mai	39,98	30,87	121 417
Juin	40,13	31,84	122 525
Juillet	36,84	29,90	115 715
Août ⁽¹⁾	37,30	33,38	108 182
Septembre	39,84	32,76	115 893
Octobre	40,79	34,66	94 602
Novembre	39,24	34,72	100 098
Décembre	39,50	35,33	83 079

Bourse de New York

2009	Variation du cours (\$ US)		Volume de négociation (en milliers)
	Plafond	Plancher	
Janvier	25,31	17,37	229 625
Février	22,34	16,95	207 281
Mars	27,92	18,21	341 981
Avril	26,44	21,61	188 623
Mai	36,53	25,96	275 432
Juin	36,93	27,56	233 009
Juillet	34,09	25,51	240 720
Août ⁽¹⁾	35,05	30,41	135 886
Septembre	37,31	29,60	164 879
Octobre	39,62	31,84	160 307
Novembre	37,37	32,18	153 070
Décembre	37,80	33,38	123 552

(1) La fusion avec Petro-Canada est survenue le 1er août 2009.

Ventes antérieures

Sauf comme il est décrit aux présentes et à l'exception d'environ 1 568 322 051 actions ordinaires émises aux termes de la fusion de Suncor et de Petro-Canada le 1^{er} août 2009 (le nombre réel ayant été arrondi), aucun titre de la Société n'a été émis en 2009. Environ 621 141 900 actions ordinaires ont été émises aux actionnaires de l'ancienne Petro-Canada, et environ 937 180 151 actions ordinaires ont été émises aux anciens (antérieurs à la fusion) actionnaires de Suncor.

Pendant la période de douze mois précédant la date de la présente notice annuelle, Suncor a émis des actions ordinaires aux termes de l'exercice d'options en cours et du régime de réinvestissement des dividendes de Suncor. Pour obtenir des renseignements à l'égard de ces émissions, voir la note 15 des états financiers consolidés annuels vérifiés de Suncor pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle.

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., administrateur de Winalta Homes Inc. et administrateur du groupe de sociétés Fort McKay, une fiducie pour le développement communautaire (community trust). 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⁾⁽⁴⁾ Washington, États-Unis	Administrateur depuis 1995	Brian Canfield est président du conseil d'administration de TELUS Corporation, société de télécommunications. Du début de sa carrière auprès de Telus, à titre d'installateur de téléphones, en 1956, M. Canfield a grimpé les rangs jusqu'à occuper le poste de chef de l'exploitation, président et chef de la direction. 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. Il est également le premier homme d'affaires à recevoir un doctorat honorifique en technologie de l'Institute of Technology de la Colombie-Britannique.
Dominic D'Alessandro ⁽¹⁾⁽²⁾ Ontario, Canada	Administrateur depuis 2009 Indépendant	Dominic D'Alessandro a été président et chef de la direction de Financière Manuvie, de 1994 à 2009, et est actuellement administrateur du groupe CGI Inc. et de la Banque Canadienne Impériale de Commerce. En témoignage de ses nombreuses réalisations commerciales, M. D'Alessandro a été reconnu à titre de chef de la direction le plus respecté du Canada, en 2004, et de chef de la direction de l'année en 2002, et a été admis au Panthéon de l'assurance en 2008. M. D'Alessandro est Officier de l'ordre du Canada et a été nommé Commandataire de l'ordre de l'étoile de l'Italie. En 2009, il a reçu le Woodrow Wilson Award for Corporate Citizenship et, en 2005, le Horatio Alger Award pour leadership communautaire. M. D'Alessandro est FCA et il a un baccalauréat en sciences de l'Université Concordia à Montréal. Il a également reçu des doctorats honorifiques de la York University, de l'Université d'Ottawa, de la Ryeson University et de l'Université Concordia.
John T. Ferguson ⁽⁵⁾ 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 siège au conseil 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 fellow de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta et de l'Institut des administrateurs de sociétés.
A. Douglas Ford ⁽²⁾⁽³⁾ Floride, États-Unis	Administrateur depuis 2004 Indépendant	A. 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 administrateur de Home Run Inn et membre du conseil d'administration de l'Université de Notre Dame.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Occupations principales au cours des cinq dernières années
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 Ltd. Il siège actuellement à titre de président canadien du Conseil nord-américain de la compétitivité et a été président du conseil d'administration 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.
Paul Haseldonckx ⁽¹⁾⁽⁴⁾ Essen, Allemagne	Administrateur depuis 2002 (Petro-Canada, de 2002 au 31 juillet 2009) Indépendant	Paul Haseldonckx a été administrateur de Petro-Canada et membre du conseil d'administration de Veba Oel, AG, plus importante société d'aval d'Allemagne, notamment des stations-service aral AG, présente partout en Europe. M. Haseldonckx a représenté les intérêts de Veba au conseil de la coentreprise Cerro Negro, projet de sables pétrolifères in situ comprenant une usine de valorisation, pendant les phases de construction et de début de la production. M. Haseldonckx a une maîtrise en sciences et a suivi des programmes destinés aux cadres à l'Insead, à Fontainebleau et à l'IMD, à Lausanne.
John R. Huff ⁽³⁾⁽⁴⁾ 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 et de KBR Inc.
Jacques Lamarre ⁽³⁾⁽⁴⁾ Québec, Canada	Administrateur depuis 2009 Indépendant	Jacques Lamarre a été président et chef de la direction de SNC Lavalin, de 1996 à 2009. M. Lamarre est Officier de l'Ordre du Canada et membre fondateur et ancien président du conseil du Commonwealth Business Council. Il est également ancien président du conseil d'administration du Conference Board du Canada et membre fondateur du World Economic Forum's Governors for Engineering & Construction. Il est actuellement administrateur de la Banque Royale et de P3 Canada et membre de l'Institut canadien des ingénieurs, d'Ingénieurs Canada et de l'Ordre des ingénieurs du Québec. M. Lamarre a un baccalauréat en art et un baccalauréat en art et sciences en génie civil de l'Université Laval à Québec. Il a également terminé le programme de développement de cadres de l'Université Harvard. En outre, M. Lamarre a reçu des doctorats honorifiques de l'Université de Waterloo et de l'Université de Moncton.
Brian MacNeill ⁽¹⁾⁽²⁾ Alberta, Canada	Administrateur depuis 1995 (chez Petro-Canada de 1995 au 31 juillet 2009) Indépendant	Brian MacNeill a été administrateur et président du conseil de Petro-Canada; il est comptable agréé, Certified Public Accountant (CPA) et a un baccalauréat en commerce. Il est administrateur de Telus Corporation, the West Fraser Timberco Ltd., de Capital Power Corp. et de Oilsands Quest Inc. M. MacNeill est membre de l'Institut canadien des comptables agréés et du Financial Executives Institute. Il est également fellow du Alberta Institute of Chartered Accountants et de l'Institute of Corporate Directors. M. MacNeill est membre de l'Ordre du Canada.
Maureen McCaw ⁽³⁾⁽⁴⁾ Alberta, Canada	Administratrice depuis 2004 ⁽⁵⁾ (chez Petro-Canada de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendante	Maureen McCaw a été administratrice de Petro-Canada et est première vice-présidente (Edmonton) de Léger Marketing, anciennement Criterion Research Corp., société qu'elle a fondée en 1986. Mme McCaw a un baccalauréat en art de l'Université de l'Alberta et une certification de l'Institute of Corporate Directors (ICD.d). En plus d'être présidente de Tinnakilly Inc. et administratrice de l'Aéroport international d'Edmonton, de Women Building Futures et du Royal Alexandra Hospital, elle est également directrice générale de Prism Ventures. Elle est l'ancienne présidente du conseil de la Chambre de commerce d'Edmonton et siège à de nombreux conseils et comités consultatifs de l'Alberta.
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 prendre sa retraite en 2002. M. O'Brien est administrateur principal de Shaw Communications Inc. 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.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Occupations principales au cours des cinq dernières années
James Simpson ⁽²⁾⁽³⁾ Californie, États-Unis	Administrateur depuis 2004 (chez Petro-Canada de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendant	James Simpson a été administrateur de Petro-Canada et est ancien président de Chevron Canada Resources (pétrole et gaz). Il est administrateur principal de Canadian Utilities Limited et siège à ses comités de la Gouvernance d'Entreprise, des mises en candidatures, de la rémunération et de la relève ainsi que de son comité d'examen des risques; il est également président du comité de vérification. M. Simpson a un baccalauréat en science et une maîtrise en science et a réussi le programme destiné aux cadres supérieurs de la Sloan School of Business du MIT. Il est également ancien président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et ancien vice-président du conseil de la Canadian Association of World Petroleum Congresses.
Eira M. Thomas ⁽¹⁾⁽²⁾ 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., de Fortress Minerals Corp., de Les Mines Aston du Canada Inc. et de Lucara Diamond 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
(5) À titre de président, aux termes d'une invitation permanente, M. Ferguson est considéré membre d'office de tous les comités

Hauts dirigeants

Le tableau qui suit présente les hauts dirigeants de Suncor.

Nom et lieu de résidence	Fonction ⁽¹⁾
Richard L. George Alberta, Canada	Président et chef de la direction
Ron A. Brenneman Alberta, Canada	Premier vice-président du conseil d'administration
Steve W. Williams Alberta, Canada	Chef de l'exploitation
Bart Demosky Alberta, Canada	Chef des finances
Kirk Bailey Alberta, Canada	Vice-président directeur, Sables pétrolifères
Neil J. Camarta Alberta, Canada	Vice-président directeur, Gaz naturel
Boris Jackman Ontario, Canada	Vice-président directeur, Raffinage et commercialisation
Kevin D. Nabholz Alberta, Canada	Vice-président directeur, Projets majeurs
Jay Thornton Alberta, Canada	Vice-président directeur, Approvisionnement, commerces et développement énergétiques
Terrence J. Hopwood Alberta, Canada	Vice-président principal et avocat général

Nom et lieu de résidence	Fonction ⁽¹⁾
Sue Lee Alberta, Canada	Vice-présidente principale, Ressources humaines et affaires publiques
Mark Little Alberta, Canada	Vice-président principal, International et extracôtier
Mike MacSween Alberta, Canada	Vice-président principal, In Situ
Harry Roberts Alberta, Canada	Vice-président principal, Intégration
Andrew Stevens Alberta, Canada	Vice-président principal, Services d'entreprise
Eric Axford Alberta, Canada	Vice-président principal, Soutien à l'exploitation
Janice B. Odegaard Alberta, Canada	Secrétaire

Note

(1) Ces renseignements reflètent les fonctions qu'occupaient les dirigeants au 31 décembre 2009.

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 une 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 d'une autre société ni n'a été propriétaire d'aucune autre société de portefeuille 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 en vigueur 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 en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs, après que l'administrateur ou le membre de la direction a cessé d'être administrateur ou membre de la direction de la Société, 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 fait l'objet d'un conflit d'intérêts existant ou potentiel 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 secteurs et notre siège social au cours des deux derniers exercices.

	Au 31 décembre	
	2009 ⁽³⁾	2008
Sables pétrolifères	4 616	3 903
Gaz naturel	786	198
International et Côte Est du Canada	582	-
Raffinage et commercialisation	3 347	1 112
Siège social ⁽¹⁾	3 647	1 585
Total ⁽²⁾	12 978	6 798

Notes :

- (1) Les employés du siège social comprennent les employés du groupe affecté à nos grands projets, qui appuie nos secteurs ainsi que les employés de notre groupe Approvisionnement, échanges et développement énergétiques.
- (2) En plus de nos employés, nous avons recours à des entrepreneurs indépendants qui nous fournissent une gamme de services.
- (3) Comprend les employés ajoutés à la suite de la fusion avec Petro-Canada.

Environ 35 % des employés de la Société étaient couverts par des conventions collectives en 2009.

Quelque 2 900 employés du secteur Sables pétrolifères sont représentés par la section locale 707 du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP). Nous avons signé une nouvelle convention collective avec le Syndicat avec prise d'effet le 1^{er} mai 2007. La convention prévoit une hausse des salaires de 7 % la première année et de 6 % au cours des deux années suivantes, de même qu'une somme forfaitaire initiale. Environ 22 % des employés de l'ancienne Petro-Canada étaient couverts par des conventions collectives en 2009. Environ 1 100 des employés syndiqués de l'ancienne Petro-Canada (8 % des employés de la Société) étaient membres du SCEP en 2009, ce qui représente les travailleurs du raffinage, de la commercialisation, des usines de gaz et de la production extracôtière. Des conventions collectives d'une période de trois ans conclues avec la plupart des sections locales de la SCEP arriveront à échéance en 2010.

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 (TAC) au terminal de London qui a expiré le 1^{er} mars 2009. En janvier 2009, la direction a reçu un avis officiel du TAC 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. Une convention collective à la raffinerie de Montréal de l'ancienne Petro-Canada a été signée en décembre 2008, après un arrêt de travail de 13 mois décrété par la Société.

Le syndicat United Steel Workers (USW) représente environ 250 employés aux installations de raffinage du secteur Raffinage et commercialisation de Commerce City, au Colorado. En février 2009, le USW a ratifié une convention d'une durée de trois ans, qui expirera en janvier 2012. Des négociations entre l'ancienne Petro-Canada et le Syndicat représentant les employés du NPSD ont commencé bien avant l'expiration du contrat, et une entente temporaire a été signée au début de 2009.

DISPENSES

Nous communiquons nos données relatives aux réserves pétrolières et gazières conformément aux modalités du document de décision double suivant et nous nous y fions : dans l'affaire de la législation sur les valeurs mobilières de l'Alberta et dans l'affaire du régime d'examen concerté des demandes de dispenses et dans l'affaire de Suncor Energy Inc., du 16 novembre 2009, qui sont entrées en vigueur le 28 décembre 2009 (le « Document de décision »).

Nos données relatives aux réserves se composent des quantités des réserves pétrolières et gazières prouvées nettes faisant l'objet d'une participation économique directe reliées aux activités pétrolières et gazières, estimées au 31 décembre 2009 au moyen d'hypothèses en matière de prix et de coûts constants pour le premier jour de chaque mois de la période de 12 mois antérieure, et la mesure standardisée connexe.

Nos estimations des réserves et de la mesure standardisée connexe des rentrées nettes futures actualisées (la « mesure standardisée ») ont été évaluées ou passées en revue conformément aux normes énoncées dans le manuel de la Canadian Oil and Gas Evaluation, modifiée dans la mesure nécessaire pour refléter la terminologie et les normes des exigences des formations américaines, notamment :

- l'information requise par le Financial Accounting Standards Board des États-Unis, notamment le Topic 932;
- l'information requise aux termes de la Subpart 1200 du Regulation S-K tel qu'il a été promulgué par la SEC aux termes de la Final Rule Modernization of World and Gas Reporting (31 décembre 2008);
- certains autres renseignements exigés conformément aux pratiques d'information des États-Unis.

Si nous avons déclaré nos données en matière de réserves conformément au Règlement 51-101 sans nous être fiés aux termes du document de décision, nous aurions été tenus de déclarer ce qui suit :

- les quantités des réserves pétrolières et gazières probables et prouvées, faisant l'objet d'une participation directe, relatives aux activités pétrolières et gazières, brutes et nettes, en utilisant des prévisions en matière de prix et de coûts pour chacune des réserves prouvées mises en valeur et exploitées, des réserves prouvées mises en valeur et inexplotées, des réserves prouvées non mises en valeur, des réserves prouvées (totales), des réserves probables totales et la somme des réserves prouvées et réserves probables totales; et
- les produits d'exploitation nets et futurs attribuables aux catégories de réserves mentionnées ci-dessus, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels, avant et après déduction des charges futures d'impôt, calculés sans actualisation et au moyen d'un taux d'actualisation de 5 %, 10 %, 15 % et 20 % globalement et en fonction d'une certaine valeur par secteur (actualisée à 10 %), ainsi que certains éléments du calcul des produits d'exploitation nets futurs, non actualisés.

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

Mandat du comité de vérification

Le mandat du comité de vérification est reproduit à l'annexe « B » de la présente notice annuelle.

Composition du comité de vérification

Le comité de vérification est composé de MM. Canfield (président), D'Alessandro, MacNeill, O'Brien, Haseldonckx 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. Les experts financiers désignés siégeant au comité de vérification sont Michael W. O'Brien et Dominic D'Alessandro.

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* et au droit canadien applicable, 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 2009 et en 2008 sont indiqués ci-dessous :

(en dollars)	2009	2008
Honoraires de vérification	4 307 000	1 600 000
Honoraires pour services liés à la vérification	807 000	442 000
Honoraires pour services fiscaux	—	7 000
Tous les autres honoraires	164 000	13 000
Total	5 278 000	2 062 000

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 ainsi qu'à des services de vérification interne directs ou indirects impartis pour les entreprises de l'ancienne Petro-Canada.

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 ni aucune personne physique ou morale qui est propriétaire véritable de plus de 10 % de nos titres ou qui exerce un contrôle, directement ou indirectement, sur 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 dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle aura, une incidence importante sur nous ou sur 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

À l'exception de l'arrangement conclu entre Suncor Énergie Inc. et Petro-Canada le 22 mars 2009, dont un sommaire complet a été inclus dans la circulaire d'information et de sollicitation de procuration conjointe de Suncor Énergie Inc.

et Petro-Canada datée du 29 avril 2009 (la « circulaire d'information ») telle qu'elle a été déposée sur SEDAR à www.sedar.com, décrite à la rubrique « L'arrangement — Convention d'arrangement » aux pages 60 à 68 de la circulaire d'information, partie de la circulaire d'information qui est intégrée par renvoi de la présente notice annuelle, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, nous n'avons conclu aucun contrat ayant des répercussions importantes sur nos activités.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Les estimations des réserves et des ressources contenues dans la présente notice annuelle sont fondées sur des rapports préparés par GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Ltd. et RPS Energy Plc., évaluateurs de réserves indépendants de Suncor. Les états financiers consolidés 2009 de la Société ont été vérifiés par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., vérificateurs de Suncor. À la date des présentes, aucun des associés, employés ou consultants de GLJ, de Sproule et de RPS, respectivement, en tant que groupe, par l'entremise de droits enregistrés ou d'une participation véritable, directement ou indirectement, n'a détenu, ni n'a le droit de recevoir plus de 1 % d'une catégorie quelconque de nos titres en circulation, 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 2009 pour notre dernier exercice financier terminé.

Des renseignements supplémentaires sur Suncor, déposés auprès des commissions canadiennes en valeurs mobilières et de la SEC, notamment des rapports trimestriels et annuels et la notice annuelle (AIF/40-F), peuvent être consultés en ligne sur SEDAR 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. INFORMATION

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 Securities and Exchange Commission.

* * *

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 »

MANDAT 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, de sécurité et de développement durable (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 de vérification 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 des normes 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 assurant la supervision des dépenses et des 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 des évaluateurs, notamment leurs compétences et leur indépendance; examiner et approuver les changements proposés à la nomination des évaluateurs et les motifs à l'appui de ce changement proposé, notamment l'existence possible de différends entre les évaluateurs et la direction.
22. Examiner annuellement les données relatives aux réserves de Suncor et le rapport afférent des évaluateurs; 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 des évaluateurs 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'examen périodiques en vue de refléter adéquatement les principaux risques associés à l'entreprise de la Société dans le mandat du conseil et de ses comités.

Régime de retraite

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

Sécurité

25. Examiner sommairement les risques importants associés à la gestion de la sécurité physique, à la sécurité 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.
28. Examiner et/ou approuver les autres questions financières que le conseil d'administration lui a expressément déléguées.

Rapport au conseil

29. Faire rapport au conseil d'administration sur les activités du comité de vérification concernant les questions qui précèdent, à chaque réunion du conseil, et à tout autre moment jugé approprié.

En sa version adoptée par résolution du conseil d'administration le 1^{er} août 2009⁽¹⁾

(1) Antérieurement révisée le 25 février 2009.

ANNEXE « C »

ANNEXE 51-101A3 – MODIFIÉE RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

L'annexe 51-101A3, modifiée conformément aux dispenses prévues par le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 ») contenu dans le document de Suncor Énergie Inc., Re, 2009 ABASC 571 en date du 28 décembre 2009, dans l'affaire de Suncor Énergie Inc. (le « document de décision »).

Les termes auxquels un sens est attribué dans le document de décision ont le même sens dans la présente annexe.

La direction de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information comprend les données relatives aux réserves, qui consistent en ce qui suit :

- a) les quantités de réserves de pétrole et de gaz prouvées et probables relativement aux activités pétrolières et gazières, estimées au 31 décembre 2009 à l'aide d'hypothèses des prix et des coûts constants le premier jour de chaque mois civils en 2009 et la mesure standardisée connexe; et
- b) la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés relatifs aux réserves de pétrole et de gaz prouvées et probables.

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Sproule Associates Limited et RPS Energy Inc., évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la Société. Leur rapport sera déposé auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières simultanément au présent rapport.

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

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

Le comité de vérification du conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la Société pour 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) 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 du rapport des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

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

« RICHARD L. GEORGE »
RICHARD L. GEORGE
Président et chef de la direction

« BART DEMOSKY »
BART DEMOSKY
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 5 mars 2010

ANNEXE « D »

ANNEXE 51-101A2 MODIFIÉE RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DES ÉVALUATEURS DE RÉSERVES QUALIFIÉS INDÉPENDANTS OU LE VÉRIFICATEUR

Rapport sur les données relatives aux réserves

Suncor Energie Inc.
P.O. Box 38
112-4th Avenue S.W.
Calgary, AB T2P 2V5

Destinataires : Le conseil d'administration de Suncor Energie (la « Société »)

Objet : L'annexe 51-101A2 tel que modifiée conformément aux dispenses prévues par le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 ») contenu dans le document de Suncor Energie Inc., Re, 2009 ABASC 571 en date du 28 décembre 2009, dans l'affaire de Suncor Energie Inc. (le « document de décision »).

Nous fournissons le présent rapport conformément aux modalités du document de décision, et les termes clés qui ne sont pas autrement définis dans le présent rapport ont le sens qu'il leur est attribué dans le document de décision.

Nous avons établi évalué et examiné les données relatives aux réserves de la Société au 31 décembre 2009. 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 2009, estimés au moyen de prix et coûts constants.

La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation et sur notre examen.

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) modifiés dans la mesure nécessaire pour refléter la terminologie et les normes des exigences d'informations américaines.

Ces normes exigent que notre évaluation ou notre examen soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation ou examen comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et aux définitions exposés dans le manuel COGE modifiés dans la mesure nécessaire pour refléter la terminologie et les normes des exigences d'informations américaines.

Les tableaux suivants présentent les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts constants 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 et de notre examen pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons vérifiées, évaluées, examinées et sur lesquelles nous avons fait un rapport au conseil d'administration de la Société :

Réserves prouvées						
Évaluateur des réserves qualifié indépendant ou vérificateur	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation ou de vérification	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	31 décembre 2009	Canada	—	14 258	18	14 276
Sproule Associates Limited	31 décembre 2009	Canada et États-Unis	—	4 438	—	4 438
RPS Energy Ltd.	31 décembre 2009	International	—	3 480	1 476	4 938
Totaux			—	22 176 (93,7 %)	1 494 (6,3 %)	23 652 (100 %)

Réserves prouvées et réserves probables						
Évaluateur des réserves qualifié indépendant ou vérificateur	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation ou de vérification	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	31 décembre 2009	Canada	—	18 879	20	18 899
Sproule Associates Limited	31 décembre 2009	Canada et États-Unis	—	7 601	—	7 601
RPS Energy Ltd.	31 décembre 2009	International	—	5 687	3 038	8 725
Totaux			—	32 167 (91,3 %)	3 058 (8,7 %)	35 225 (100 %)

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, tel qu'il a été modifié dans la mesure nécessaire pour refléter la terminologie et les normes des exigences d'informations américaines. Nous n'exprimons aucune opinion sur les données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifié ou évalué.

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

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.

« Dana B. Laustsen »

Dana B. Laustsen, ing.
Vice-président directeur
Le 5 mars 2010

Sproule Associates Limited

« R. Keith MacLeod »

R. Keith MacLeod, ing.
Président
Le 5 mars 2010

RPS Energy Plc

« Graeme Simpson »

Graeme Simpson
Administrateur, conseiller
Le 5 mars 2010

ANNEXE « E »

RAPPORT DE GLJ PETROLEUM CONSULTANTS LTD.



Dirigeants principaux :
Harry Jung, ing., président et chef de la direction
Dana B. Laustsen, ing., vice-président directeur, chef de l'exploitation
Keith M. Braaten, ing., vice-président directeur

Dirigeants/ Vice-présidents
Terry L. Aarsby, ing.
Jodi L. Anhorn, ing.
Neil I. Dell, ing.
David G. Harris, geol.
Myron J. Hladyshevsky, ing.
Bryan M. Joa, ing.
John H. Stilling, ing.
Douglas R. Sutton, ing.
James H. Willmon, ing.

Le 5 mars 2010

Projet 1099570

Le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc.
Suncor Énergie Inc.
P.O. Box 38
112-4th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) T2P 2V5

Aux membres du conseil d'administration,

Objet : Rapport de tiers sur les réserves

Le présent rapport a été préparé afin de répondre aux exigences du point 1202(a)(8) du Regulation S-K de la Security and Exchange Commission des États-Unis et pour déclarer les compétences des membres du personnel technique responsables de la supervision du processus d'estimation des réserves.

La numérotation des points ci-après correspond aux exigences énoncées dans le point 1202(a)(8) du Regulation S-K. Les termes définis dans le *Regulation S-K* et le *Regulation S-X* ont le même sens dans le présent rapport.

- i. Nous avons préparé une évaluation indépendante de certaines réserves de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») à l'intention de la direction et du conseil d'administration de la Société. Le but principal de notre rapport d'évaluation était de fournir des estimations des renseignements sur les réserves au soutien des exigences de déclaration des réserves de fin d'exercice de la Société aux termes des lois sur les valeurs mobilières des États-Unis et du Canada, plus précisément, le Regulation S-K des États-Unis, et pour d'autres fins commerciales et financières internes de la Société.
- ii. Nous avons calculé et examiné certaines réserves de la Société au 31 décembre 2009. La date d'achèvement (d'envoi) de notre rapport est le 5 mars 2010.
- iii. Le tableau ci-joint indique, par zone géographique, le total des réserves nettes après redevances, d'après des prix et des coûts constants couvertes par notre rapport, ainsi que la proportion de la Société visée par le rapport. Toutes les réserves de la Société faisant l'objet de notre rapport sont situées dans l'Ouest canadien. Nous avons évalué la presque totalité des réserves de la Société faisant l'objet de notre rapport. Nous n'exprimons aucune opinion sur la partie des réserves de la Société que nous n'avons pas évaluée.
- iv. Notre rapport couvre environ 81 % de l'ensemble des réserves équivalent pétrole probables et prouvées de la Société, respectivement. Nous avons procédé à notre évaluation conformément aux normes énoncées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE ») en y apportant les modifications nécessaires pour refléter les définitions et les normes utilisées aux termes des politiques du Financial Accounting Standards Board des États-Unis (les « normes de la FASB ») et les exigences légales de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (les « exigences de la SEC »).

Les obligations en matière de redevances sur l'exploitation des sables pétrolifères et sur les propriétés in situ ont été établies sur une base par projet de bitume. Lorsqu'une valorisation ultérieure du bitume est comptabilisée dans les réserves, les réserves de pétrole brut synthétique (PBS) reflètent à la fois le rendement du bitume et les différences quant à la valeur des produits. Par suite des différences dans les produits d'exploitation, le pourcentage de redevances pour le PBS est inférieur au pourcentage de redevances pour le bitume.

Les évaluations économiques ont été préparées avant impôt et ne tiennent compte que d'une partie des obligations d'abandon et de remise en état de la Société liées aux propriétés que nous avons évaluées. Les coûts relatifs aux émissions de gaz à effet de serre (GES) ont été inclus pour les activités de Syncrude; ils n'ont pas été inclus pour les propriétés de sables pétrolifères exploitées par Suncor, afin de constater le niveau auquel ces coûts ont été communiqués et budgétés.

Les données utilisées dans notre évaluation ont été obtenues auprès des organismes de réglementation, de sources publiques et du personnel et à partir des dossiers de la Société. Pour préparer notre rapport, nous avons accepté tel que nous ont été présentés par la Société, sans vérification indépendante, divers renseignements et nous nous y sommes fiés, par exemple en ce qui concerne les intérêts et les charges, la production récente, les conventions de transport des produits, de commercialisation et de vente, les produits d'exploitation historiques, les coûts en immobilisations, les données relatives aux frais d'exploitation, les prévisions budgétaires, les estimations à l'égard des coûts en immobilisations et les données relatives aux puits pour les puits récemment forés. Dans le cadre de notre évaluation, nous avons analysé la validité ou la suffisance de toute information importante, et nous ne nous y sommes fiés que lorsque nos doutes ont été levés de façon satisfaisante.

Dans sa lettre de déclaration qu'elle nous a destinée, la Société a déclaré, que, à sa connaissance, toutes les données qui nous ont été fournies étaient exactes, à tous égards importants, et qu'aucune donnée importante pertinente pour notre évaluation n'avait été omise.

Nous n'avons pas cru nécessaire, aux fins de notre rapport, d'examiner sur le terrain toutes les propriétés évaluées, et nous ne l'avons pas fait.

À notre avis, les estimations fournies dans notre rapport ont, à tous égards importants, été établies conformément aux normes de l'industrie applicables, et les résultats qui figurent dans notre rapport et qui sont résumés dans les présentes sont aptes à être intégrés dans les documents déposés aux termes des lois sur les valeurs mobilières des États-Unis et du Canada, et, plus particulièrement, du Regulation S-K.

- v. Comme l'exige le Regulation S-K de la SEC, les réserves sont les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime pouvoir être produites de façon économique dans les conditions économiques actuelles. Comme il est stipulé, pour calculer la production économique, les prix de référence des produits constants ont été fondés sur la moyenne du prix sur 12 mois, calculés comme la moyenne arithmétique non pondérée du prix le premier jour du mois pour chaque mois se trouvant dans la période de 12 mois avant la date d'effet de notre rapport. Dans notre analyse économique, les frais d'exploitation et les coûts en immobilisations sont les coûts estimés comme étant applicables à la date d'effet de notre rapport, sans indexation future. Lorsque nous l'estimions approprié, les coûts en immobilisations et les frais d'exploitation révisés associés à la mise en œuvre de projets engagés destinés à modifier l'exploitation d'un gisement déterminé à l'avenir ont pu être inclus dans les projections économiques.
- vi. Notre rapport a été préparé en tenant pour acquis que les conditions réglementaires et fiscales existantes se maintiendraient, sous réserve des lignes directrices du manuel COGE et des règlements de la SEC. Malgré que la Société ait actuellement l'approbation des organismes de réglementation pour produire les réserves énumérées dans notre rapport, il n'est pas certain que des changements ne surviendront pas dans la réglementation; ces changements, qu'on ne peut pas vraiment prévoir, pourraient avoir une incidence sur la capacité de la Société de recouvrer les réserves estimatives.
- vii. Les estimations des réserves pétrolières et gazières s'assortissent d'un degré d'incertitude inévitable qui est touché par de nombreux facteurs. Les estimations des réserves varient par suite de la nature limitée et imprécise des données sur lesquelles les estimations sont fondées. En outre, les méthodes et les données utilisées pour l'estimation des réserves sont souvent nécessairement indirectes ou analogiques plutôt que directes ou déductives. De plus, les personnes qui participent à la préparation des estimations des réserves et des renseignements associés doivent, lorsqu'elles appliquent des principes tirés des géosciences, des principes techniques et des principes d'évaluation, poser de nombreux jugements impartiaux fondés sur leurs études ainsi que sur leur formation et leur expérience professionnelle. L'étendue et l'importance des jugements à porter sont, en elles-mêmes, suffisantes pour rendre inévitablement imprécises les estimations des réserves. Les estimations des réserves peuvent changer sensiblement à mesure que de nouvelles données sont disponibles et que des changements dans la conjoncture économique qui ont une incidence sur les prix et les coûts pétroliers et gaziers surviennent. Les estimations des réserves fluctueront également au fil du temps en raison d'autres facteurs, par exemple les connaissances et la technologie, la situation fiscale et économique, et les dispositions des contrats, des lois et des règlements.
- viii. À notre avis, les déclarations des réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous égards importants, conformément à l'ensemble des normes, des méthodes et des procédures pertinentes de l'industrie applicables au dépôt par la Société des déclarations des réserves aux termes des lois sur les valeurs mobilières des États-Unis et du Canada, plus précisément du Regulation S-K.

ix. Un sommaire des réserves de la Société que nous avons évaluées aux fins du point iii est joint aux présentes.

GLJ est une société fermée établie en 1972, dont l'entreprise consiste à donner des services géologiques et techniques indépendants à l'industrie du pétrole. GLJ compte parmi les plus grandes sociétés d'évaluation en Amérique du Nord, avec près de 70 professionnels de l'ingénierie et des géosciences. GLJ évalue les réserves des quatre installations d'extraction minière des sables pétrolifères pour différents propriétaires, et prépare également des évaluations sur place pour un nombre important de propriétaires. MM. Laustsen et Willmon étaient responsables de superviser le processus d'estimation des réserves de GLJ, M. Laustsen étant chargé des réserves sur place, et M. Willmon, des réserves nord-américaines classique sur terre et de l'exploitation minière. Ces deux personnes responsables sont des évaluateurs indépendants des réserves et des personnes qualifiées au sens du manuel COGE, elles sont des Registered Practicing Professional Engineers de la province d'Alberta, elles comptent plus de 32 années d'expérience pratique dans le domaine de l'ingénierie du pétrole et ont été à l'emploi de GLJ à titre d'évaluateurs/vérificateurs depuis 1982.

Nous espérons que ceci répond à vos exigences actuelles.

Veuillez agréer, Messieurs, nos salutations distinguées.

GLJ PETROLEUM CONSULTANTS LTD.

« James H. Willmon »

James H. Willmon, ing.,
vice-président

« Dana B. Laustsen »

Dana B. Laustsen, ing.
vice-président directeur

Suncor Énergie Inc.
Réserves nettes, après redevances, conformes aux exigences de la SEC par GLJ Petroleum Consultants
avec effet au 31 décembre 2009

Emplacement	Total des réserves prouvées				
	Pétrole et LGN (millions de baril)	PBS ⁽¹⁾ (millions de baril)	Bitume ⁽²⁾ (millions de baril)	Gaz naturel (pi ³ G)	Équivalent de pétrole ⁽³⁾ (millions de baril)
Exploitation in situ		1 899			1 899
NACO ⁽⁴⁾	4	506	411	363	917
Total de la couverture par GLJ	4	2 405	411	363	2 881
Total des réserves de la Société ⁽⁵⁾	294	2 565	411	1 692	3 552
Proportion des réserves totales couvertes par GLJ	1 %	94 %	100 %	21 %	81 %

Emplacement	Total des réserves probables				
	Pétrole et LGN (millions de baril)	PBS ⁽¹⁾ (millions de baril)	Bitume ⁽²⁾ (millions de baril)	Gaz naturel (pi ³ G)	Équivalent de pétrole ⁽³⁾ (millions de baril)
Exploitation in situ		524			524
NACO ⁽⁴⁾	2	397	1 344	117	1 741
Total de la couverture par GLJ	2	921	1 344	117	2 287
Total des réserves de la Société ⁽⁵⁾	246	1 100	1 344	830	2 828
Proportion des réserves totales couvertes par GLJ	1 %	84 %	100 %	14 %	81 %

Note :

- (1) Pétrole brut synthétique; volume des ventes de liquides après valorisation
- (2) Partie de la production de bitume in situ qu'il n'est pas prévu de valoriser
- (3) Facteur d'équivalence pétrole : pétrole et LGN, PBS et bitume 1b/b, gaz naturel 6 milliers de pi³ par baril
- (4) North American Conventional Onshore (pétrole classique sur terre en Amérique du Nord; évalué à 97 %, le solde étant examiné)
- (5) Fourni par la Société afin de déduire la proportion du total des réserves couvertes par GLJ.

ANNEXE « F »

RAPPORT DE SPROULE ASSOCIATES LIMITED

Le 5 mars 2010

Le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc.
 Suncor Énergie Inc.
 P.O. Box 38
 112 Fourth Avenue SW
 Calgary (AB) T2P 2V5

**Objet : Évaluation de certaines réserves pétrolières et gazières de Suncor Énergie Inc.
 (au 31 décembre 2009)**

Messieurs,

À votre demande, nous avons évalué de façon indépendante certaines réserves prouvées et probables de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de Suncor Énergie Inc. (« Suncor »), au 31 décembre 2009, dans les propriétés situées dans les régions suivantes :

Côte Est du Canada;
 Amérique du Nord — Ressources classiques (sur terre); et
 In Situ, Canada.

Le présent rapport vise à résumer les résultats de nos évaluations indépendantes à inclure en tant que pièce jointe aux dépôts annuels de documents de Suncor conformément aux lois sur les valeurs mobilières des États-Unis et du Canada et conformément à la règle définitive, du 31 décembre 2008, de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») intitulée Modernization of Oil and Gas Reporting.

Sommaire des conclusions

Notre évaluation de ces réserves a été effectuée sur la période allant de septembre 2009 à janvier 2010. Les résultats de nos travaux sont résumés au tableau 1.

Tableau 1
Sommaire des réserves évaluées par Sproule
au 31 décembre 2009

Zone géographique	Réserves prouvées nettes de la Société (après redevances)					
	Pétrole & LGN	PBS	Gaz naturel	Total des bep	Partie évaluée	Partie examinée
	en millions de barils	en millions de barils	Gpi ³	en millions de barils	%	%
Côte Est	67	0	0	67	100	0
Amérique du Nord — Ressources classiques (sur terre)	38	0	913	190	100	0
In Situ	0	160	0	160	100	0
Total	105	160	913	417		
Grand total pour Suncor *	294	2565	1692	3552		
Proportion du total des réserves de Suncor	36 %	6 %	54 %	12 %		

Zone géographique	Réserves probables nettes de la Société (après redevances)					
	Pétrole & LGN	PBS	Gaz naturel	Total des bep	Partie évaluée	Partie examinée
	en millions de barils	en millions de barils	Gpi ³	en millions de barils	%	%
Côte Est	99	0	0	99	100	0
Amérique du Nord — Ressources classiques (sur terre)	13	0	376	76	100	0
In Situ	0	179	0	179	100	0

Zone géographique	Réserves probables nettes de la Société (après redevances)					
	Pétrole & LGN	PBS	Gaz naturel	Total des bep	Partie évaluée	Partie examinée
	en millions de barils	en millions de barils	Gpi ³	en millions de barils	%	%
Total	112	179	376	354		
Grand total pour Suncor *	246	1100	830	2828		
Proportion du total des réserves de Suncor	46 %	16 %	45 %	13 %		

* fourni par Suncor

Hypothèses, données, méthodes et procédures

Le présent rapport a été préparé par Sproule Associates Limited (« Sproule ») à l'aide de connaissances techniques géologiques et d'ingénierie et de logiciels informatiques actuels. Il a été préparé conformément au code d'éthique de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta (« APEGGA »). Pour les fins de la présente évaluation, Sproule a utilisé le modèle d'évaluation des réserves Value Navigator (ValNav). Le présent rapport respecte, à tous égards importants, la règle définitive du 31 décembre 2008 de la SEC, intitulée Modernization of Oil and Gas Reporting. Sproule a utilisé les méthodes et procédures qu'elle considérait nécessaires pour préparer ce rapport, comme suit :

Réserves et production

Les réserves pétrolières et gazières ont été estimées, en fonction du volume, à partir d'analyses de courbes de déclin de la production, de techniques d'analogie ou de méthodes de bilan matière. Les réserves volumétriques ont été estimées à l'aide de la zone productrice nette rencontrée au puits et d'une zone de drainage assignée ou, lorsque des données relatives aux puits suffisantes étaient disponibles, à l'aide des volumes des réservoirs calculés au moyen de cartes isopaches de la zone productrice nette. Les données relatives aux propriétés des roches et des fluides dans les réservoirs ont été obtenues à partir d'analyses des carottes disponibles, des diagraphies de puits, de données PVT, d'analyses des gaz et de renseignements publiés, provenant soit du gisement en question, soit d'un réservoir exploité similaire provenant de la même zone. Les pressions des réservoirs ont été obtenues de données relatives aux essais aux tiges et d'essais AOF, de levés de pression et de rapports publiés. Les facteurs de récupération pour les réserves de pétrole ont été tirés soit des résultats d'analyses détaillées des réservoirs, soit par comparaison du réservoir sous étude avec des réservoirs similaires qui s'assortissent de facteurs de récupération plus fermement établis tirés d'historiques de production étendus. Les facteurs de récupération pour les réserves de gaz ont été estimés en tenant compte de la profondeur des puits, des caractéristiques en matière de disponibilité de livraison, des prix des produits et de renseignements sur les frais d'exploitation.

Les réserves en matière de gaz dissous ont été estimées en fonction de ratios gaz-pétrole courants sur des puits productifs et d'estimations de la production de pétrole future ou de calculs volumétriques. De même, les réserves de sous-produits du gaz naturel ont été fondées sur les récupérations courantes et les estimations relatives à la production de gaz future.

Les prévisions en matière de produit net ont été préparées en prévoyant la production annuelle à partir des réserves et des prix des produits. La production annuelle a été prévue en tenant compte des tendances de production historiques des puits exploités de Suncor, de la situation réglementaire applicable, des taux contractuels existants ou prévus ainsi que par comparaison à d'autres puits du voisinage qui produisent à partir de réservoirs similaires.

Données historiques, intérêts et charges

Toutes les données historiques en matière de production, de produits d'exploitation et de dépenses, des prix des produits réellement reçus et les autres données provenant de Suncor et de sources publiques ont été acceptées telles quelles, sans autre enquête de Sproule Associates Limited.

Les descriptions des propriétés, les renseignements relatifs aux intérêts détenus et les données relatives aux puits fournis par Suncor ont été acceptés tels qu'ils ont été déclarés. Aucune enquête n'a été faite ni sur les titres juridiques détenus ni sur les ententes d'exploitation en place, le cas échéant, relativement aux propriétés visées.

Les redevances d'amodiateur et les redevances dérogatoires ainsi que les autres charges ont été obtenues de Suncor. Aucune enquête supplémentaire n'a été entreprise par Sproule Associates Limited.

Frais d'exploitation

Suncor a fourni à Sproule les états des résultats récents permettant d'établir certains paramètres économiques.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations ont été fondées sur le programme d'immobilisations fourni par Suncor ou ont été le fruit d'estimations de la part de Sproule.

Abandon

Les frais d'abandon et de déconnection de puits ont été inclus pour les propriétés d'Amérique du Nord — Ressources classiques (sur terre) et les propriétés in situ. Pour ces zones, nos évaluations ne comprennent pas les coûts et les frais de remise en état des sites des puits ou des installations. Aucuns frais d'abandon n'ont été intégrés par Sproule pour la propriété de la Côte Est.

Hypothèses économiques

La présente évaluation utilise les prix et les coûts constants qui correspondaient aux nouvelles lignes directrices de la SEC, lesquelles intègrent un mécanisme d'établissement de la moyenne du prix sur douze mois. Les prix utilisés ont été fournis par Suncor, examinés par Sproule, qui en a évalué le caractère raisonnable, et ils ont été acceptés tels qu'ils ont été déclarés.

Considérations d'ordre réglementaire

Dans le cadre de notre évaluation, nous avons examiné la capacité des réserves homologuées à mettre en valeur, à exploiter et/ou à récupérer en fonction des règlements actuels des territoires où l'actif se trouve. Cet examen n'a donné lieu à aucune inquiétude relativement à la capacité de Suncor de mettre en valeur, d'exploiter et/ou de récupérer les réserves telles qu'elles ont été homologuées dans les entités sélectionnées qui ont fait l'objet de rapports et d'examins. Des exigences ou des programmes de réduction de l'espace ont déjà été approuvés ou ont des antécédents de compensation importants qui indiquent que ces exigences de réduction de l'espace ont de très fortes chances d'être approuvées lorsqu'elles font l'objet d'une demande.

Incertitudes liées aux énoncés prospectifs et aux estimations des réserves

Le présent rapport contient des énoncés prospectifs qui comprennent ou qui intègrent des attentes relatives aux produits d'exploitation et aux dépenses en immobilisations futurs. L'information sur les réserves peut également être réputée prospective étant donné que les estimations supposent l'évaluation implicite selon laquelle les réserves décrites peuvent être exploitées de façon rentable à l'avenir. Ces énoncés sont fondés sur des attentes actuelles, qui s'assortissent de risques et d'incertitudes divers, ce qui pourrait faire que les résultats réels diffèrent des résultats prévus. Ces risques comprennent notamment les risques sous-jacents à l'industrie du pétrole et du gaz (par exemple l'engagement de la Société, les approbations des organismes de réglementation, les risques d'exploitation dans le cadre de la mise en valeur, de l'exploration et de la production); les retards ou changements de programmes possibles relativement aux projets d'exploration ou de mise en valeur ou aux dépenses en immobilisations; l'incertitude quant aux estimations des réserves; les incertitudes des estimations et des projections liées à la production; les frais et les dépenses; les facteurs touchant la santé, la sécurité et l'environnement; les prix des marchandises et les fluctuations des taux de change.

L'analyse d'entités et de propriétés individuelles dont il est fait mention aux présentes a été menée en tenant compte du contexte et de la portée d'une évaluation d'un groupe de propriétés unique, globalement. L'utilisation du présent rapport à l'extérieur de ce cadre pourrait ne pas être approprié.

La production future réelle peut nécessiter de modifier sensiblement les tendances estimées. Les estimations des réserves obtenues à partir de calculs volumétriques et d'analogies sont souvent moins sûres que les estimations des réserves fondées sur le rendement des puits obtenues sur une période durant laquelle une partie importante des réserves a été produite.

L'exactitude des estimations en matière de réserves et l'analyse économique connexe sont, en partie, fonction de la qualité et de la quantité de données disponibles et de l'interprétation et de jugements techniques et géologiques. Étant donné les données fournies au moment où le présent rapport a été préparé, les estimations présentées aux présentes sont considérées comme raisonnables. Toutefois, elles devraient être acceptées en tenant compte du fait que le rendement des réservoirs et le rendement financier ultérieurs à la date des estimations peuvent nécessiter une révision. Ces révisions peuvent être importantes.

Aucune limite ni restriction n'a été imposée à Sproule par les dirigeants de Suncor dans le cadre de son évaluation indépendante des réserves.

Sproule n'a aucune responsabilité de mettre à jour la présente évaluation pour qu'elle tienne compte d'événements et de circonstances survenant après la date du présent rapport.

Suncor a fourni toutes les données techniques, tous les états des résultats ainsi que la stratégie relative au budget et à l'expansion avant le 31 décembre 2009. Aucune information survenue après le 31 décembre 2009 n'a été prise en compte dans le cadre de l'évaluation.

Compétences de l'évaluateur

Les personnes principalement responsables de l'évaluation étaient Doug W.C. Ho, ing., vice-président, Ingénierie – Pétrole non classique; Matthew J. O'Blenes, ing., associé principal – Canada; Scott W. Pennel, ing., superviseur – Gaz non classique et Cameron P. Six, ing., directeur, Ingénierie – Canada. L'endossement des dirigeants de Sproule au rapport a été fourni par R. Keith MacLeod, ing., président. Les personnes responsables de la préparation du rapport sont des évaluateurs des réserves et des vérificateurs compétents et sont entièrement indépendants de Suncor conformément au Règlement 51-101.

Exclusivité

Le présent rapport n'est destiné qu'à informer Suncor, et à informer et à aider ses experts-comptables indépendants dans le cadre de leur examen des états financiers de Suncor et de leur rapport sur ceux-ci. Également, par les présentes, Sproule accepte que le présent rapport soit inclus à titre de pièce aux dépôts annuels de Suncor conformément aux lois sur les valeurs mobilières américaines et canadiennes applicables. Le présent rapport ne doit pas être utilisé, diffusé ou faire l'objet d'une citation à toute autre fin sans le consentement écrit préalable des soussignés ou sauf comme l'exige la loi. Nos documents et données de travail sont conservés dans nos dossiers et peuvent être examinés sur demande.

Si vous avez des questions concernant ce qui précède ou si vous avez besoin d'aide supplémentaire, veuillez communiquer avec nous.

Attestation

Préparation du rapport

Le rapport intitulé « Évaluation de certaines réserves de Suncor Énergie Inc. (au 31 décembre 2009) a été préparé par le personnel de Sproule suivant :

« Doug W.C. Ho »

Doug W.C. Ho, ing.
Vice-président, Ingénierie –
Pétroles conventionnels
05 / 03 / 2010

jj/mm/aa

« Matthew J. O'Blenes »

Matthew J. O'Blenes, ing.
Associé principal
05 / 03 / 2010

jj/mm/aa

« Scott W. Pennell »

Scott W. Pennell, ing.
Superviseur, Gaz non classique
05 / 03 / 2010

jj/mm/aa

« Cameron P. Six »

Cameron P. Six, ing.
Directeur, Ingénierie – Canada
05 / 03 / 2010

jj/mm/aa

Endossement des dirigeants de Sproule

Le présent rapport a été examiné et endossé par les dirigeants de Sproule suivants :

« R. Keith MacLeod »

R. Keith MacLeod, ing.

Président

05 / 03 / 2010

jj/mm/aa

Permis de pratiquer

Sproule Associates Limited est membre de l'*Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists* de l'Alberta et notre numéro de permis est P00417.

Pièce(s) jointe(s)

NJO-RKM

P:\Suncor 17530 WC 2009\Report – SEC summary all Regions\Suncor 2009 Summary for SEC March 5 2010.doc

ANNEXE « G »

RAPPORT DE RPS ENERGY LIMITED



Goldworth House Denton Way, Goldworth Park, Working, Surrey, GU21 3LG, United Kingdom
T+44 (0) 1483 746500 F +44 (0) 1483 746505 E rpsenergy@rpsgroup.com W www.rpsgroup.com

Le 5 mars 2010

Projet ECV1516

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

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

ÉVALUATION ET EXAMEN INDÉPENDANTS DES RÉSERVES DE SUNCOR ÉNERGIE AU 31 DÉCEMBRE 2009

À la demande de Suncor Énergie Inc. (« Suncor »), RPS Energy (« RPS ») a évalué les réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (LGN) de Suncor, dans des propriétés pétrolières et gazières sélectionnées du secteur « International » au 31 décembre 2009. En outre, RPS a effectué un examen des estimations faites par Suncor de ses réserves de pétrole, de gaz naturel et de LGN dans le reste de ses propriétés pétrolières et gazières du secteur International. La présente lettre résume le contexte, l'application et les conclusions de l'évaluation et examen de RPS.

Contexte d'évaluation et d'examen

Suncor est une société canadienne dont les titres sont négociés à la Bourse de Toronto (TSX) et à la Bourse de New York (NYSE). Par conséquent, elle doit se conformer aux lois sur les valeurs mobilières du Canada et elle est également assujettie aux lois sur les valeurs mobilières des États-Unis.

Le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* du Canada (le « Règlement 51-101 », énonce les exigences de déclaration des réserves qui s'appliquent à Suncor. Suncor a demandé une dispense et a reçu l'approbation de divulguer ces réserves conformément aux règles de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis (avec effet le 28 décembre 2009 et en vigueur pendant une année) :

- Citation : Suncor Energy Inc. Re. 2009 ABASC 571 Date : 20091116

Bien que Suncor utilise son propre personnel pour préparer certaines des estimations de ses réserves, ses pratiques de gouvernance interne exigent que des évaluateurs des réserves ou des vérificateurs qualifiés et indépendants confirment la qualité des politiques, des pratiques et des procédures d'évaluation des réserves de la Société. Le but de ces activités est de fournir à la direction et aux administrateurs de Suncor l'assurance que les réserves qui ont été estimées à l'interne sont essentiellement exactes.

Suncor a précisé que pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, trois de ses gisements du secteur « International » seraient évalués par un évaluateur des réserves qualifié et indépendant, que pour le reste de ces gisements du secteur « International », les réserves ont été évalués par Suncor, les résultats de cette évaluation étant examinés par ce même évaluateur de réserves qualifié et indépendant. C'est dans ce contexte que Suncor a retenu les services de RPS et l'a chargé d'évaluer les réserves de la Société dans les propriétés sélectionnées, au 31 décembre 2009, et d'examiner les propres estimations des réserves de la Société pour le reste des propriétés du secteur « International ».

Les propriétés du secteur « International » de Suncor sont situées dans deux zones géographiques (la « Mer du Nord », qui couvre le Royaume-Uni et les Pays-Bas et « Autres – International », qui couvre la Libye, la Syrie et Trinité-et-Tobago), et nous croyons comprendre, de ce que nous a dit Suncor Énergie, que ces propriétés représentent environ 7 % des réserves nettes de Suncor Énergie, après redevances (lorsqu'elles sont exprimées à titre de barils d'équivalent pétrole).

Définitions de réserves applicables

Au 1^{er} janvier 2010, la SEC a émis de nouvelles règles régissant la déclaration des activités productives de pétrole et de gaz pour les sociétés dont l'exercice financier se termine le 31 décembre 2009 ou après cette date. RPS a utilisé les documents suivants pour interpréter ces règles, appelées collectivement les Règles 2009 de la SEC :

- a) Modernization of Oil and Gas Reporting (29/12/08)
<http://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>
- b) Compliance and Disclosure Interpretations (26/10/09)
<http://www.sec.gov/divisions/corpfin/guidance/regs-kinterp.htm>
- c) Staff Accounting Bulletin No 113 (29/10/09)
<http://www.sec.gov/interps/account/sab113.htm>

Les volumes des réserves déclarées évalués par RPS ont été estimés conformément aux normes établies dans ces documents.

Les volumes des réserves déclarés évalués par Suncor ont été révisés par RPS à l'aide des mêmes normes, et les réserves ont été calculées conformément à la façon de faire et aux normes correspondant à la pratique de RPS.

Information à l'égard des réserves

Suncor a fourni à RPS (i) l'accès à des données et à des documents de base relatifs aux propriétés pétrolières et gazières du secteur « International » qui étaient en cours d'évaluation par RPS, (ii) toute l'information sur les réserves préparée par Suncor à l'égard de ces gisements pétroliers et gaziers du secteur « International » qui étaient en cours d'évaluation par RPS, et (iii) l'accès au personnel de Suncor qui pourrait avoir de l'information relativement à l'évaluation ou à l'examen de ces données, documents et information de base sur les réserves.

Évaluation et examen

Aux fins de la présente évaluation et du présent examen, les évaluateurs principaux de RPS étaient Roy Wikramaratna et Graeme Simpson, dont les compétences sont les suivantes :

- Roy Wikramaratna est conseiller principal et directeur du groupe spécialisé d'ingénierie des réservoirs au bureau de Winfrith de RPS, et compte plus de 30 années d'expérience dans l'ingénierie des réservoirs de pétrole et l'évaluation des ressources d'eaux souterraines. Il est membre de l'Energy Institute (MEI) et ingénieur (Chartered Engineer – Registration 569043) auprès du Engineering Council, du Royaume-Uni.
- Graeme Simpson est administrateur de RPS et compte plus de 30 années d'expérience dans les géosciences, liées à l'exploration et à la production, auprès d'un grand exploitant, de centres universitaires et de services de consultation. Il possède un doctorat en géologie. Il est géologue pétrolier (Certified Petroleum Geologist No. 5926) auprès de l'American Association of Petroleum Geologist et il est également géologue. Il est membre du SPEE et président de la section européenne du SPEE.

RPS a procédé à son évaluation et examen conformément aux principes d'évaluation et d'ingénierie du pétrole généralement reconnus, tels qu'ils figurent dans les Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulguées par la Society of Petroleum Engineers (les « normes de la SPE »). Les évaluations entreprises par RPS ont été menées en utilisant un mélange de méthodes fondées sur le rendement et de méthodes volumétriques jugées appropriées pour chaque accumulation donnée aux fins du présent rapport.

Notre examen comprenait les tests et procédures que nous avons considérés nécessaires dans les circonstances pour produire l'avis énoncé aux présentes.

Nous sommes indépendants relativement à Suncor Énergie, comme le prévoient les normes de la SPE.

Il faut comprendre que l'évaluation et examen de RPS ne constituent pas une étude complète des réserves des propriétés pétrolières et gazières de Suncor Énergie. Dans le cadre de la préparation de notre rapport, nous n'avons pas vérifié de façon indépendante l'exactitude et l'exhaustivité de l'information et des données fournies par Suncor Énergie relativement aux participations, à la production pétrolière et gazière, aux frais d'exploitation et de mise en valeur, aux prix des produits et aux ententes relatives aux activités et aux ventes de la production actuelles et futures.

Si, dans le cadre de notre examen, nous avons mis en doute la validité ou la suffisance d'une information ou d'une donnée, nous ne nous sommes pas fiés à cette information ou à cette donnée avant d'avoir levé de façon satisfaisante les doutes que nous avons à cet égard ou d'avoir vérifié de façon indépendante cette information ou cette donnée.

Dans le cadre de son travail, RPS a cherché à coordonner avec Suncor les différences d'opinions que RPS pourrait avoir eues avec celle-ci sur les estimations des réserves.

Principales conclusions de l'évaluation et examen

RPS a effectué des évaluations indépendantes des réserves prouvées et des réserves probables pour trois des gisements du secteur « International » de Suncor, et a entrepris des examens des évaluations internes de Suncor pour le reste des gisements du secteur « International » de Suncor. Les résultats de ces évaluations et examens sont résumés dans le tableau 1 (Réserves nettes, après redevances), qui indique les réserves prouvées et les réserves probables qui en ont résulté (pour le pétrole et les LGN combinés, et pour le gaz) par zone géographique. Les réserves prouvées et les réserves probables pour chacun des gisements individuels évalués par RPS ont été évaluées conformément aux lignes directrices de la SEC décrites ci-dessus à la rubrique « Définitions des réserves applicables »; les examens effectués par RPS des gisements évalués par Suncor ont été effectués conformément aux mêmes lignes directrices de la SEC. Les réserves estimatives pour chacun des gisements ont été additionnées arithmétiquement au sein de chaque zone géographique, conformément aux lignes directrices de la SEC, afin d'en arriver aux chiffres indiqués au tableau 1. Les pourcentages des réserves prouvées totales de Suncor Énergie (qui totalisent 3 552 Mbep) et des réserves probables (qui totalisent 2 828 Mbep), exprimés en tant que barils d'équivalent pétrole, qui ont été évaluées et examinées par RPS dans chaque catégorie, figurent également au tableau 1. À noter que, par suite d'un arrondissement, les chiffres figurant au tableau 1 pourraient ne pas totaliser 100 % dans tous les cas.

Pour ce qui est des gisements dont les réserves ont été examinées, RPS a procédé à une évaluation de haut niveau des données et de l'information relatives aux réserves fournies par Suncor, complétées par des entretiens détaillés avec la direction des réserves de Suncor et d'autres membres du personnel, et elle a conclu que les données définitives sur les réserves étaient plausibles (au sens du manuel COGE, volume 1, rubrique 12.2).

Déclarations requises

En plus de lui fournir les conclusions de son évaluation et examen, RPS fait les déclarations suivantes, à la demande de Suncor.

- a) RPS, ses actionnaires et dirigeants n'ont pas eu de participations directes ou indirectes dans des titres de Suncor et ils ne s'attendent pas à en recevoir.
- b) Aucune limite et/ou restriction n'a été imposée à RPS par les dirigeants de Suncor dans le cadre de ses évaluation et examen indépendants des volumes déclarés des réserves pour les secteurs International et extracôtiers de Suncor.
- c) RPS n'a obtenu aucune information entre le 1^{er} janvier 2010 et la date de la présente lettre qui aurait eu une incidence importante sur les divers chiffres et classements des réserves sur lesquels elle a fait rapport.
- d) RPS consent à ce que le présent rapport soit déposé dans le cadre des obligations d'information annuelles de Suncor.

Veuillez recevoir, Messieurs, nos salutations distinguées.

« Graeme Simpson »
Graeme Simpson
Administrateur, conseiller

Pièce jointe

Tableau 1

Sommaire des réserves évaluées et examinées par RPS Energy
au 31 décembre 2009

Zone géographique	Réserves prouvées nettes de la Société (après redevances)					
	Pétrole et LGN	PBS	Gaz naturel	Total des bep*	Partie évaluée	Partie examinée
Nord-Ouest de l'Europe	141	0	29	146	79 %	21 %
Autres - International	45	0	387	109	16 %	84 %
Total	185	0	415	255	52 %	48 %
Grand total de Suncor**	294	2 565	1 692	3 552		
Partie des réserves totales de Suncor	63 %	0 %	25 %	7 %		

Zone géographique	Réserves probables nettes de la Société (après redevances)					
	Pétrole et LGN	PBS	Gaz naturel	Total des bep*	Partie évaluée	Partie examinée
Nord-Ouest de l'Europe	73	0	72	85	71 %	29 %
Autres - International	60	0	265	105	8 %	92 %
Total	133	0	337	189	36 %	64 %
Grand total de Suncor**	246	1 100	830	2 828		
Partie des réserves totales de Suncor	54 %	0 %	41 %	7 %		

* Facteurs de conversion en barils d'équivalent pétrole : tous les liquides 1b/bep; gaz naturel 6 Mpi³/bep = 6 G pi³/M bep

** Données fournies par Suncor