



PETRO-CANADA NOTICE ANNUELLE 2004

Le 15 mars 2005



RUBRIQUE 2 – TABLE DES MATIÈRES

Table des matières

	<u>Page</u>
Rubrique 1 – Page frontispice	1
Rubrique 2 – Table des matières	2
Mise en garde – Information prospective	3
Rubrique 3 – Structure de l'entreprise	5
Constitution de Petro-Canada	5
Liens intersociétés	5
Rubrique 4 – Développement général de l'activité	6
Historique des trois derniers exercices	6
Rubrique 5 – Description de l'activité	8
Activité de Petro-Canada	8
Conjoncture de l'industrie	9
Gestion des risques	9
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	14
Amont	15
● Gaz naturel nord-américain	15
● Pétrole de la côte Est	19
● Sables pétrolifères	21
● Secteur International	23
● Réserves	32
Aval	46
Recherche et développement	50
Ressources humaines	51
Politiques sociales et environnementales	51
Dépenses environnementales	52
Rubrique 6 – Principaux éléments d'information financière consolidée	54
Rubrique 7 – Description de la structure du capital	55
Description générale de la structure du capital	55
Restrictions	56
Notes	57
Rubrique 8 – Marché pour la négociation des titres	57
Cours et volume des opérations	57
Ventes antérieures	58
Rubrique 9 – Titres entiers	58
Rubrique 10 – Administrateurs et membres de la haute direction	59
Rubrique 11 – Promoteurs	67
Rubrique 12 – Poursuites	67
Rubrique 13 – Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes	67
Rubrique 14 – Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres	67
Rubrique 15 – Contrats importants	68
Rubrique 16 – Intérêts des experts	68
Rubrique 17 – Renseignements complémentaires	68
Annexe A – Rapport sur les données relatives aux réserves du haut dirigeant responsable des données relatives aux réserves	69
Annexe B – Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz	71
Annexe C – Comité de vérification, des finances et du risque	73

*Marque de commerce de Petro-Canada – Trademark

Facteurs de conversion

Conformément à l'usage, les unités de mesure impériales sont utilisées dans le présent rapport pour décrire les données d'exploration et de production, et les unités métriques sont utilisées pour décrire les données relatives au raffinage et à la commercialisation. Les dollars sont des dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Tous les volumes de production et les volumes des réserves de pétrole et de gaz naturel sont présentés avant déduction des redevances, à moins d'indication contraire.

1 mètre cube (liquides)	=	6,29 barils
1 mètre cube (gaz naturel)	=	35,30 pieds cubes
1 litre	=	0,22 gallon impérial
1 kilomètre carré	=	247,10 acres
1 hectare	=	2,47 acres
1 mètre cube	=	1 000 litres

Mesures non définies par les principes comptables généralement reconnus (PCGR)

La Société utilise les flux de trésorerie, qui sont exprimés avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement, pour analyser le rendement d'exploitation, le levier d'exploitation et les liquidités. La Société utilise le bénéfice d'exploitation, qui représente le bénéfice net à l'exclusion des gains ou pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif et des gains ou pertes non réalisés à l'évaluation à la valeur du marché des contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard, pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie et le bénéfice d'exploitation n'ont pas de sens normalisé prévu par les PCGR du Canada, de sorte qu'ils peuvent ne pas être comparables au calcul de mesures semblables fait par d'autres sociétés.

Mise en garde – Information prospective

Cette Notice annuelle contient des déclarations prospectives. On reconnaît généralement ces déclarations à la terminologie utilisée, par exemple « prévoir », « avoir l'intention », « s'attendre », « estimer » ou « budgéter », et à l'emploi du conditionnel. Les déclarations prospectives comprennent, entre autres, des références aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures, aux plans de forage, aux activités de construction, au dépôt de plans de mise en valeur, aux activités de sismique, aux marges de raffinage, aux niveaux de la production de pétrole et de gaz naturel et aux sources de la croissance de ceux-ci, aux résultats des activités d'exploration et aux dates d'ici lesquelles certaines zones pourront être mises en valeur ou en production, aux débits des établissements de détail, aux coûts préalables à la production et aux coûts d'exploitation, aux estimations des réserves, à la durée des réserves, à la capacité d'exportation de gaz naturel et aux questions environnementales. Ces déclarations prospectives sont soumises à des risques et à des incertitudes connus et inconnus ainsi qu'à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de telles déclarations. Ces facteurs comprennent, sans s'y limiter : les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires; la capacité de l'industrie; les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés; les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel; les marges de raffinage et de commercialisation; la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés; les effets des conditions météorologiques; les résultats des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes; les fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change; la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris les hausses d'impôts et de taxes; les décisions ou les approbations des tribunaux administratifs; les modifications apportées aux règlements environnementaux ou autres; les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Petro-Canada. Ces facteurs sont étudiés avec plus de détail dans les documents déposés par Petro-Canada auprès des commissions des valeurs mobilières et autorités similaires des provinces canadiennes et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (SEC).

Les lecteurs doivent savoir que la liste ci-dessus de facteurs importants ayant une incidence sur les déclarations prospectives n'est pas exhaustive. De plus, les déclarations prospectives contenues dans cette Notice annuelle sont valables à la date de cette Notice annuelle, et Petro-Canada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser les déclarations prospectives ainsi incluses, y compris par suite de nouveaux renseignements ou d'événements futurs. Les déclarations prospectives contenues dans cette Notice annuelle sont présentées expressément sous réserve de cette mise en garde.

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada produit les estimations des réserves utilisées par la Société. Les membres du personnel et de la direction responsables de l'évaluation des réserves ne sont pas considérés comme indépendants de la Société aux fins des commissions des valeurs mobilières et autorités similaires des provinces canadiennes. Petro-Canada a obtenu une dispense de certaines obligations imposées au Canada relativement à la présentation de l'information sur les réserves, dispense qui lui

permet de présenter l'information conformément aux normes de la SEC afin que cette information puisse être comparable à celle présentée par les émetteurs américains et les autres émetteurs internationaux. Par conséquent, les données relatives aux réserves de Petro-Canada et autre information officielle concernant le pétrole et le gaz naturel de Petro-Canada sont présentées conformément aux exigences et aux pratiques américaines en matière de présentation de l'information, qui peuvent différer des normes et des pratiques suivies au Canada. Lorsque le terme baril d'équivalent pétrole (bep) est utilisé dans cette Notice annuelle, il peut induire en erreur, surtout s'il est utilisé de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 mille pieds cubes : un baril (b) repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

La SEC n'autorise les sociétés pétrolières et gazières, dans les documents qu'elles déposent auprès de la SEC, qu'à déclarer uniquement les réserves prouvées pour lesquelles ces sociétés ont démontré, à partir de la production réelle ou d'essais des couches concluants, que ces réserves pouvaient être exploitées économiquement et légalement compte tenu de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation actuelles. L'emploi de termes tels que « probable », « possible », « récupérable » ou « potentiel » pour qualifier des réserves et des ressources dans cette Notice annuelle n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC à des fins d'inclusion dans des documents déposés auprès de la SEC.

RUBRIQUE 3 – STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Constitution de Petro-Canada

Petro-Canada est une société constituée sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Dans toute cette Notice annuelle, les termes « Petro-Canada », « Société », « nous », « notre » et « nos » renvoient à Petro-Canada et à ses filiales ou, si le contexte l'exige, à l'unité commerciale applicable au sein de Petro-Canada (soit Gaz naturel nord-américain, Pétrole de la côte Est, Sables pétrolifères, International et Aval).

Le siège social et principal bureau administratif de la Société est situé au 150, 6e Avenue S.-O., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3. Son numéro de téléphone est le (403) 296-8000.

Le règlement n° 2 de la Société a été mis en œuvre initialement au moment de la privatisation de Petro-Canada et du premier appel public à l'épargne au moyen d'actions ordinaires effectué en 1991. Le règlement n° 2 a été révisé par la suite en 1995 au moment où le gouvernement du Canada a vendu 50 % des actions en circulation de Petro-Canada. Le règlement n° 2 visait à prévoir certaines questions ayant trait aux administrateurs désignés par le gouvernement du Canada afin de siéger au Conseil d'administration. En septembre 2004, le gouvernement du Canada a vendu le reste de sa participation dans Petro-Canada. Par conséquent, le règlement n° 2 de la Société est devenu caduc suivant ses propres dispositions, étant donné que, dorénavant, le gouvernement du Canada n'est plus le porteur inscrit de 10 % des actions avec droit de vote de Petro-Canada.

Liens intersociétés

Les filiales importantes en exploitation qui appartenaient en propriété exclusive, directement ou indirectement, à la Société au 31 décembre 2004 étaient les suivantes :

<u>Dénomination</u>	<u>Territoire de constitution</u>	<u>Objet</u>
3908968 Canada Inc.	Canada	Filiale canadienne détenant les intérêts dans le secteur International de Petro-Canada
Petro-Canada U.K. Holdings Ltd.	Royaume-Uni (R.-U.)	Filiale de 3908968 Canada Inc. qui détient les intérêts de Petro-Canada au Royaume-Uni
Petro-Canada U.K. Limited	R.-U.	Filiale de Petro-Canada U.K. Holdings Ltd. par l'entremise de laquelle Petro-Canada exerce son activité au Royaume-Uni
Petro-Canada Energy North Sea Limited	R.-U.	Filiale de Petro-Canada U.K. Limited qui détient la participation de Petro-Canada dans le champ pétrolifère Buzzard dans le secteur britannique de la mer du Nord

Les autres filiales de la Société représentent individuellement moins de 10 % des produits consolidés et des actifs consolidés de la Société. Ensemble, elles représentent moins de 20 % des produits consolidés et des actifs consolidés de la Société.

RUBRIQUE 4 – DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Historique des trois derniers exercices

Le texte qui suit présente les principaux événements ayant touché récemment Petro-Canada :

2004

Tant d'un point de vue financier que stratégique, l'exercice 2004 a été des plus réussis pour Petro-Canada. En particulier, la Société a :

- réalisé un bénéfice d'exploitation record de 1,9 milliard \$ et généré des flux de trésorerie record de 3,7 milliards \$;
- atteint les objectifs de production d'amont;
- acquis des participations dans les Rocheuses américaines et dans le secteur britannique de la mer du Nord, ce qui positionne Petro-Canada pour sa croissance future; et
- presque terminé le regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada et accru les ventes des dépanneurs et les ventes de lubrifiants à marge élevée.

En 2004, le Gaz naturel nord-américain a pris pied dans la région des Rocheuses américaines grâce à l'acquisition de Prima Energy Corporation (*Rocheuses américaines*) pour 644 millions \$, déduction faite des liquidités acquises. Cette acquisition a ajouté une production de 55 millions de pi³ équivalent gaz par jour constituée de méthane de houille provenant du bassin Powder River et de gaz de réservoir étanche provenant du bassin Denver-Julesburg, et a permis d'acquérir une importante expertise dans le domaine de la production non classique.

Petro-Canada a aussi élargi son portefeuille dans le secteur International grâce à l'acquisition d'une participation de 29,9 % dans le projet Buzzard et à la progression des travaux de mise en valeur des projets Pict et De Ruyter dans la mer du Nord. Le champ Buzzard contient des réserves estimatives de 550 millions de barils de pétrole sur sa durée de vie, et la quote-part de la production revenant à Petro-Canada en période de production de pointe devrait atteindre 60 000 bep/j en 2007.

Petro-Canada cherche à se joindre au secteur mondial du gaz naturel liquéfié (GNL), dans le but d'ajouter des actifs producteurs à long terme à son portefeuille. En septembre 2004, la Société a signé un protocole d'entente avec TransCanada Pipelines Limited en vue du développement et du partage (à parts égales) de la propriété d'une installation de regazéification du GNL à Gros-Cacouna (Québec). Compte tenu de son projet d'installation de GNL, Petro-Canada a signé un protocole d'entente avec OAO « Gazprom » (*Gazprom*) en vue d'étudier la possibilité d'un projet conjoint d'expédition de GNL depuis la Russie jusqu'aux marchés nord-américains d'ici 2009. Vu son rayonnement international et sa grande expérience de la commercialisation, Petro-Canada jouit d'une position avantageuse tout le long de la chaîne de valeur du GNL.

Au-delà de ses initiatives stratégiques, la Société a aussi créé de la valeur pour les actionnaires en remettant des fonds aux actionnaires au cours de l'exercice. À compter du dividende du deuxième trimestre versé le 1^{er} avril 2004, la Société a haussé de 50 % le dividende trimestriel pour le porter à 0,15 \$ par action. Également, la Bourse de Toronto a approuvé la demande de Petro-Canada visant la réalisation d'une offre publique de rachat dans le cours normal en vue du rachat d'un maximum de 21 millions de ses actions ordinaires au cours de la période de 12 mois se terminant le 21 juin 2005, à certaines conditions. À la fin de l'exercice 2004, la Société avait racheté et annulé 6 868 082 actions à un prix moyen de 65,02 \$ l'action, soit un coût total d'environ 447 millions \$.

Les autres succès de 2004 comprennent l'amélioration de l'exploitation des Sables pétrolifères, où Syncrude a réalisé une production record et où la fiabilité de MacKay River s'est considérablement améliorée. Dans le Pétrole de la côte Est, Hibernia a continué d'avoir une production soutenue en 2004, Terra Nova a atteint le seuil de récupération simple aux fins des redevances et la mise en valeur de White Rose s'est poursuivie conformément à l'échéancier et dans le respect du budget. En Aval, la Société a réussi à faire progresser le regroupement de ses activités de raffinage de l'Est du Canada. Les mesures en ce sens ont inclus la fermeture partielle de la raffinerie d'Oakville, l'inversion réussie du sens d'écoulement et l'accroissement de la capacité du pipeline de Pipelines Trans-Nord Inc. (*PTNI*), l'agrandissement de la raffinerie de Montréal et la réalisation de raccords logistiques en vue de l'approvisionnement des marchés ontariens. Également dans le segment Raffinage et approvisionnement, les raffineries d'Edmonton et de Montréal ont été reconfigurées avec succès en vue de la production d'essence à faible teneur en soufre.

En septembre 2004, le gouvernement du Canada a mené à bien le placement public de sa participation résiduelle de 19 % dans la Société. Le gouvernement a vendu environ 49 millions d'actions ordinaires de Petro-Canada au prix de 64,50 \$ l'action, ce qui lui a rapporté un produit brut total d'environ 3,2 milliards \$.

2003

En 2003, Petro-Canada a réalisé un bénéfice d'exploitation de 1,4 milliard \$, qui constituait alors un record. Dans les Sables pétrolifères, la nouvelle stratégie a porté notamment sur la reconfiguration révisée de la raffinerie d'Edmonton, une entente relative au traitement du bitume et à l'approvisionnement de la raffinerie en charge d'alimentation conclue avec Suncor Energy Inc. ainsi que l'importance particulière qui sera accordée à l'avenir aux projets de production de bitume de moindre envergure semblables au projet de MacKay River. Par conséquent, les plans antérieurs portant sur une installation de traitement du bitume à grande échelle à Meadow Creek ont été suspendus. Dans le secteur International, Petro-Canada a accru ses périmètres dans le secteur britannique de la mer du Nord en procédant à des échanges et à des acquisitions d'intérêts fonciers. Deux projets de mise en valeur du pétrole en mer du Nord ont également été mis en service. De plus, des droits sur de nouvelles réserves ont été acquis en Syrie et de nouvelles concessions d'exploration ont été ajoutées au portefeuille en Tunisie, en Algérie et en Syrie. Dans l'Aval, la Société a poursuivi ses projets de regroupement des activités de raffinage et d'approvisionnement de l'Est du Canada. Dans le segment Ventes et marketing, la mise en œuvre du programme de transformation de certains établissements de vente au détail contrôlés par la Société selon le nouveau concept a été achevée à plus de 80 %. Le produit tiré d'un placement de titres d'emprunt à long terme à taux fixe de 600 millions \$ US a été affecté à la réduction d'une facilité de crédit d'acquisition à court terme à taux variable. Outre le produit du placement de titres d'emprunt à taux fixe, des remboursements nets de 548 millions \$ effectués sur la dette en 2003 ont permis de rétablir les ratios financiers clés bien en deçà des cibles stratégiques.

2002

En 2002, le bénéfice d'exploitation s'est élevé à 1,0 milliard \$. Petro-Canada a acquis la majeure partie des activités pétrolières et gazières d'amont de Veba Oil & Gas GmbH (*Veba*) en contrepartie de 2 234 millions \$, établissant ainsi une nouvelle activité principale, soit le secteur International. Au Canada, le fort rendement d'exploitation d'Hibernia, allié à une année de démarrage exceptionnelle à Terra Nova, a permis de porter la quote-part de Petro-Canada dans la production de pétrole brut sur la côte Est à 71 900 barils par jour (*b/j*). Les travaux de mise en valeur ont commencé à White Rose, qui sera le troisième champ pétrolifère producteur des Grands Bancs. L'installation de production de bitume de MacKay River a été terminée suivant l'échéancier et le budget établis, et la production a commencé en novembre 2002. Une découverte de gaz naturel dans le puits Tuk M-18, dans le delta/corridor du Mackenzie, a produit, lors d'essais à des taux restreints, jusqu'à 30 millions de pi³ par jour.

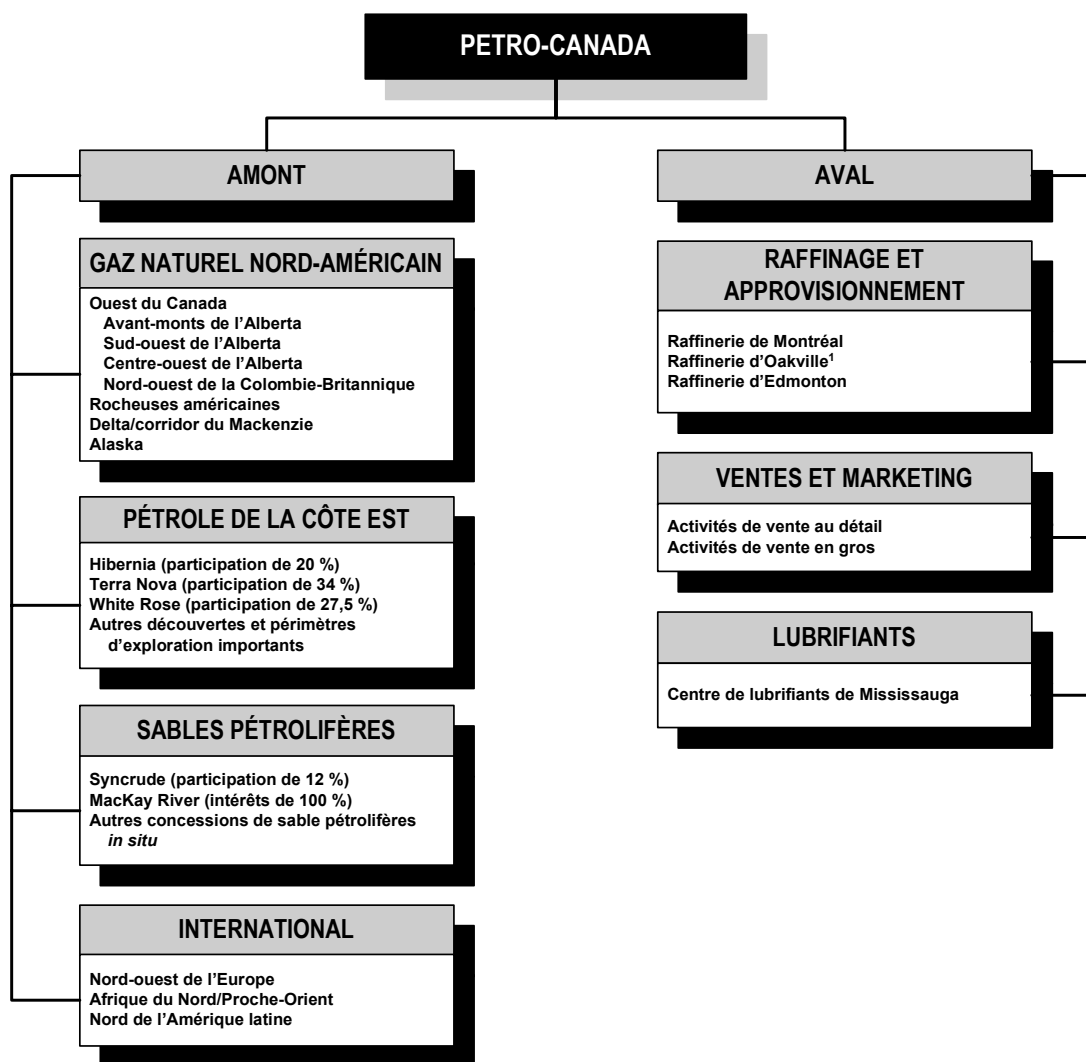
RUBRIQUE 5 – DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

Activité de Petro-Canada

La description de l'activité figurant ci-dessous devrait être lue en parallèle avec le Rapport de gestion de Petro-Canada (*Rapport de gestion*), présenté dans le Rapport annuel 2004, qui est intégré par renvoi dans cette Notice annuelle et en fait partie intégrante.

Petro-Canada, société pétrolière et gazière intégrée de premier plan au sein de l'industrie pétrolière canadienne, dispose d'un portefeuille d'entreprises actives tant dans le secteur d'amont que dans le secteur d'aval de l'industrie. Dans le cadre de ses entreprises actives en amont, Petro-Canada mène des activités d'exploration, de mise en valeur, de production et de commercialisation reliées au pétrole brut, aux liquides de gaz naturel (LGN) et au gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale. Le secteur Aval raffine le pétrole brut et d'autres charges d'alimentation et commercialise et distribue des produits pétroliers et des produits et services connexes, surtout au Canada.

L'organigramme ci-dessous présente les diverses activités de Petro-Canada au 31 décembre 2004.



1. Le regroupement des activités de raffinage exercées dans l'Est du Canada par Petro-Canada comprend la fermeture de la raffinerie d'Oakville en 2005.

Conjoncture de l'industrie

Les facteurs économiques qui influent sur le rendement financier des activités d'amont de Petro-Canada sont notamment les prix du pétrole brut et du gaz naturel et les taux de change, en particulier le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les prix des marchandises énergétiques sont principalement influencés par l'offre et la demande sur les marchés, les conditions météorologiques et les événements politiques. Le rendement du secteur Aval de Petro-Canada est surtout influencé par le niveau et la volatilité des prix du pétrole brut, les marges de raffinage de l'industrie, la fluctuation des écarts de prix entre différents types de pétrole brut, la demande de produits pétroliers raffinés et l'intensité de la concurrence sur les marchés.

Conjoncture en 2004

L'année 2004 a été une année extraordinaire en ce qui a trait aux prix des marchandises énergétiques. Sur le marché international, les prix du pétrole brut léger, comme le North Sea Brent (*Brent*) et le West Texas Intermediate (*WTI*), ont atteint des prix annuels moyens que l'on n'avait pas vus depuis 1982. De plus, l'écart de prix entre les bruts légers et lourds s'est amplifié jusqu'à des niveaux sans précédent. Enfin, les prix du gaz naturel nord-américain ont atteint leur plus haut niveau depuis la déréglementation des prix en 1986.

L'augmentation des prix du pétrole est imputable aux facteurs suivants : la forte progression de la demande mondiale de pétrole (due surtout à l'appétit de la Chine); la croissance plus lente de la production russe; l'interruption continue des exportations irakiennes; et l'impact de l'ouragan Ivan sur la production de la côte américaine du golfe du Mexique. Simultanément, étant donné la production accrue de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (*OPEP*) et du Mexique, l'offre de pétrole brut lourd a augmenté plus rapidement que la capacité de conversion disponible pour son traitement dans les raffineries. Par conséquent, l'écart de prix entre les pétroles bruts légers et lourds a atteint son niveau le plus élevé jamais enregistré.

La faiblesse continue du dollar américain au cours de 2004 a donné lieu au taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain le plus élevé des 10 dernières années. Le taux de change élevé a atténué l'effet positif des prix des marchandises internationaux plus forts. La valeur du dollar canadien est passée de 77,4 cents US le 31 décembre 2003 à 83,1 cents US le 31 décembre 2004, ce qui représente une augmentation de 7 %.

Les prix nord-américains du gaz naturel ont bénéficié d'une autre année porteuse, malgré des niveaux records de gaz stocké sous terre attribuables à une demande plus faible et à des volumes de production plus élevés que prévu. Les inquiétudes quant à la vigueur sous-jacente de la croissance de la production nord-américaine et l'impact de l'ouragan Ivan sur la production de la côte américaine du golfe du Mexique ont contribué à maintenir les prix moyens mensuels du gaz au centre Henry à des niveaux supérieurs à 5,00 \$ US le million de BTU. Les prix moyens du gaz naturel au Canada ont reflété les prix réalisés aux États-Unis, qui ont augmenté par rapport à 2003 en dépit d'un accroissement substantiel de l'écart de prix entre le prix au comptant des centres Henry et AECO-C.

Dans le secteur d'aval canadien, les ventes de produits pétroliers raffinés ont augmenté d'environ 4 %, comparativement à 4,8 % en 2003. Les marges de raffinage se sont encore améliorées en 2004, surtout en raison de blocages dans l'industrie nord-américaine du raffinage. Les raffineries continuent d'être poussées à leurs limites en raison de la combinaison de deux facteurs : d'une part, la demande croissante de produits raffinés et, d'autre part, les spécifications de produits de plus en plus rigoureuses imposées à l'industrie. Par ailleurs, les écarts de prix records entre les bruts légers et lourds ont contribué à améliorer les marges en aval.

Gestion des risques

Les résultats de Petro-Canada sont influencés par la stratégie que la direction emploie pour gérer les risques dans l'entreprise. Ces risques peuvent être classés en quatre grandes catégories : risques d'entreprise; risques opérationnels; risques politiques; et risques de marché.

La direction croit que chaque risque majeur nécessite une réponse unique fondée sur la stratégie d'entreprise et la tolérance financière de Petro-Canada. Bien qu'il soit possible de gérer efficacement certains risques en appliquant des mesures de contrôle et des processus d'affaires internes, la Société a recours dans d'autres cas à des polices d'assurance et à des opérations de couverture. Le Comité de vérification, des finances et du risque du Conseil d'administration a la responsabilité de surveiller la gestion des risques. La section qui suit décrit l'approche empruntée par Petro-Canada pour gérer les risques majeurs.

Risques d'entreprise

Exploration

Les flux de trésorerie futurs de Petro-Canada dépendent beaucoup de la capacité de compenser l'épuisement naturel des réserves à mesure que celles-ci sont exploitées. Des réserves peuvent être ajoutées grâce à des activités d'exploration fructueuses ou par le truchement d'acquisitions; cependant, à mesure que les bassins d'hydrocarbures approchent de la maturité, le remplacement des réserves devient plus difficile et plus coûteux. Dans certaines régions, la Société peut choisir de laisser décroître les réserves si celles-ci ne peuvent être remplacées de façon rentable. En 2004, la Société a remplacé 96 % de sa production par de nouvelles réserves prouvées, comparativement à 59 % en 2003. La Société a pour objectif de remplacer intégralement les réserves prouvées sur une période de cinq ans. Le ratio de remplacement des réserves prouvées de Petro-Canada sur cinq ans a été de 150 %.¹

Petro-Canada ne peut garantir qu'elle réussira à remplacer toutes les réserves exploitées au cours de toute année précise.

Estimations des réserves

Les estimations des réserves de pétrole et de gaz économiquement récupérables sont fondées sur un certain nombre de variables et d'hypothèses qui comprennent l'interprétation géoscientifique, les prix des marchandises, les coûts d'exploitation et d'immobilisations et la production historique tirée des propriétés.

Petro-Canada a des pratiques de comptabilisation des réserves bien établies à l'échelle de toute la Société, lesquelles sont continuellement améliorées depuis plus d'une décennie. PricewaterhouseCoopers s.r.l., à titre de vérificateurs internes contractuels, a vérifié les processus de contrôle de gestion non techniques utilisés pour l'établissement des réserves. Par ailleurs, des firmes d'ingénierie indépendantes évaluent chaque année une portion importante des estimations des réserves de la Société. Cela signifie qu'au fil du temps, toutes les estimations des réserves de Petro-Canada sont évaluées par des évaluateurs externes. De plus, le Conseil d'administration passe en revue et approuve l'information sur les réserves présentée annuellement par la Société. De l'information additionnelle sur les pratiques de comptabilisation des réserves de la Société est fournie dans la section traitant des réserves de cette Notice annuelle.

Exécution des projets

Petro-Canada gère un certain nombre de projets de différentes envergures pour soutenir les activités poursuivies et la croissance future. De nombreux projets sont influencés par des facteurs externes indépendants de la volonté la Société. Ces facteurs comprennent notamment le coût des matières, la productivité de la main-d'œuvre, l'accès en temps opportun à une main-d'œuvre qualifiée et la fluctuation des devises.

Bien que Petro-Canada ne puisse contrôler tous les intrants des projets, la Société met tout en œuvre pour continuer d'améliorer sa capacité de gestion de projets. Petro-Canada a pour objectif de réaliser les projets dans les délais convenus, en respectant les budgets et en répondant aux attentes définies, ce qu'elle entend faire invariablement et d'une manière prévisible. Cette capacité de gestion de projets perfectionnée devrait améliorer tous les aspects de l'exécution des projets, y compris les résultats en matière de sécurité et d'environnement, la qualité, la durée du cycle et le coût. Tirant parti de l'expérience qu'elle a acquise en réalisant des projets d'envergure, la Société a établi des pratiques exemplaires en matière de gestion de projets.

Participations non exploitées

D'autres sociétés peuvent gérer la construction ou l'exploitation d'éléments d'actif dans lesquels Petro-Canada détient une participation importante. Les actifs commerciaux dans lesquels Petro-Canada détient une participation importante, mais qu'elle n'exploite pas, comprennent Hibernia (participation de 20 %), Syncrude (participation de 12 %), White Rose (participation de 27,5 %) et le champ Buzzard nouvellement acquis (participation de 29,9 %). Les projets de grande envergure sont gérés par l'intermédiaire de comités directeurs de coentreprise pouvant revêtir différentes formes, d'où la possibilité pour Petro-Canada d'avoir une certaine influence sur ces projets. En outre, Petro-Canada conclut des accords de coentreprise ou d'autres accords d'exploitation qui précisent les attentes de la Société à l'égard des tiers exploitants. Néanmoins, l'exploitation et la gestion des actifs de la Société par des tiers sont susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur le rendement financier de Petro-Canada.

1. Le ratio de remplacement des réserves prouvées se calcule en divisant l'écart net entre les réserves prouvées d'un exercice à l'autre avant déduction de la production, par la production annuelle de l'exercice. Le ratio de remplacement des réserves est un indicateur général de la croissance des réserves de la Société. Il s'agit d'une mesure parmi de nombreuses autres pouvant servir à analyser les activités d'amont d'une société.

Réglementation environnementale

Les risques environnementaux dans l'industrie pétrolière et gazière sont importants. Cela est dû au fait que les lois et les règlements connexes deviennent plus sévères au Canada et dans les autres pays où Petro-Canada a des activités. En raison de cette réglementation accrue, Petro-Canada investit des capitaux additionnels pour satisfaire à de nouvelles spécifications de produits ou répondre à des enjeux environnementaux. En 2005, la Société investira une tranche de 635 millions \$ de son programme d'immobilisations pour se conformer à la réglementation, et la plus grande partie de ces investissements servira à modifier les raffineries pour qu'elles produisent des distillats à faible teneur en soufre. D'autres règlements environnementaux peuvent accroître les coûts d'exploitation futurs en créant une obligation future liée au démantèlement et à la restauration d'immobilisations.

Petro-Canada mène des évaluations de la valeur sur le cycle de vie (*EVCV*) afin d'intégrer et d'équilibrer les décisions environnementales, sociales et économiques relatives aux grands projets. Un élément clé de l'*EVCV* consiste à évaluer et à planifier toutes les étapes du cycle de vie qu'impliquent la construction, la fabrication, la distribution et, finalement, l'abandon d'une immobilisation ou d'un produit. Ce processus encourage une étude plus détaillée des différentes solutions possibles. L'*EVCV* est une technique utile, mais sa capacité prédictive est limitée par le fait qu'elle est fondée sur le régime réglementaire actuel ou celui auquel on peut raisonnablement s'attendre.

Émission de gaz à effet de serre

Le Protocole de Kyoto, ratifié par le gouvernement du Canada en décembre 2002 et en vigueur depuis le 16 février 2005, exige des pays signataires qu'ils réduisent leurs émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre. Par conséquent, Petro-Canada pourrait être obligée de réduire les émissions de gaz à effet de serre attribuables à ses activités ou d'acheter des crédits d'échange de droits d'émission. Bien que les modalités d'application du Protocole de Kyoto au Canada n'aient pas encore été arrêtées de façon définitive, celles-ci pourraient entraîner des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation accrus pour Petro-Canada. Il se peut aussi que le gouvernement du Canada impose des normes de rendement du carburant plus élevées pour les véhicules automobiles. Cette mesure pourrait faire baisser la demande d'essence et de carburants diesels vendus par Petro-Canada et réduire les marges que gagne la Société sur ses produits raffinés.

Petro-Canada est soucieuse de réduire les émissions. Le Rapport à la collectivité qui sera publié au deuxième trimestre de 2005 et sera disponible sur le site Web à www.petro-canada.ca contiendra plus de détails à ce sujet. Par l'intermédiaire d'organismes de l'industrie, Petro-Canada continue de travailler avec divers groupes de pression et associations gouvernementales en vue de trouver une approche rentable qui réduira au minimum les répercussions financières négatives du Protocole de Kyoto sur la Société tout en abaissant les émissions. Le degré d'influence que ces discussions et efforts de coopération peuvent avoir sur le plan de mise en application du gouvernement du Canada pourrait être assez limité.

Réglementation gouvernementale

Les activités de Petro-Canada sont réglementées par divers gouvernements dans le monde et pourraient faire l'objet d'une intervention de ces derniers. Les gouvernements pourraient intervenir lors de la passation des contrats relatifs aux participations d'exploration et de production, imposer des obligations de forage précises et même procéder à des expropriations ou à l'annulation de droits contractuels. Les gouvernements peuvent aussi réglementer les prix des marchandises ou des produits raffinés ou intervenir dans les domaines de la fiscalité, des redevances et des droits d'exploration.

Petro-Canada tente d'atténuer l'incidence de la réglementation gouvernementale en sélectionnant des environnements d'exploitation où les gouvernements sont stables. Jusqu'ici, Petro-Canada jouit d'une relation de coopération avec les organismes de réglementation et les gouvernements des pays où elle exerce des activités. La majeure partie des relations avec les organismes de réglementation s'effectue par l'entremise de la direction de la Société, du personnel chargé des affaires réglementaires au sein de chaque unité commerciale et d'une fonction centralisée qui s'occupe des relations de la Société avec les gouvernements. Petro-Canada a comme objectif d'entretenir une communication régulière et constructive avec les organismes de réglementation et les gouvernements, afin que les questions puissent être résolues d'une façon mutuellement acceptable. La Société jouit aussi d'une réputation bien établie en matière de respect de la réglementation au sein des territoires où elle est active. Petro-Canada a des activités dans plusieurs territoires relevant d'autorités différentes et ses revenus proviennent de plusieurs catégories de produits. Grâce à cette diversification, le rendement financier est moins sensible aux actions de tout gouvernement donné. Néanmoins, Petro-Canada a une capacité limitée d'influencer les règlements qui pourraient avoir des répercussions défavorables importantes sur la Société.

Contreparties

Dans le cours normal des affaires, Petro-Canada est exposée à un risque de crédit résultant de l'incertitude liée à la capacité d'une contrepartie ou d'un partenaire d'affaires de s'acquitter de ses obligations. La Société a établi des

politiques et des procédures internes en matière de crédit qui comportent des évaluations financières, des limites relatives au risque et des processus pour surveiller et réduire au minimum le risque par rapport à ces limites. Lorsque cela est approprié, Petro-Canada a également recours à la compensation interne et à des ententes accessoires afin de réduire les risques.

Risques opérationnels

Les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de raffinage, de transport et de commercialisation reliées au pétrole, au gaz naturel et aux produits raffinés comportent des risques opérationnels importants. Ces risques comprennent les éruptions de puits, les incendies, les explosions, les fuites de gaz, la migration de substances nocives et les déversements de produits pétroliers. N'importe lequel de ces incidents opérationnels est susceptible de causer des blessures, de contaminer l'environnement ou d'endommager et de détruire des biens de la Société. De tels incidents pourraient aussi interrompre la production.

Petro-Canada gère les risques opérationnels principalement par l'intermédiaire d'un système de Gestion globale des pertes (GGP) et d'un programme d'assurance d'entreprise. La GGP est un système de gestion élaboré à l'interne, en fonction des pratiques exemplaires externes, qui établit des normes pour la prévention des incidents opérationnels. Des vérifications de GGP régulières permettent de contrôler le respect de ces normes. Le programme d'assurance d'entreprise transfère l'incidence de certains risques opérationnels à des assureurs tiers à l'échelle mondiale. Petro-Canada optimise le programme en évaluant les franchises, les limites et la couverture. La tolérance financière de la Société à l'incidence d'un événement isolé majeur peut être utilisée pour gérer le coût total des primes. Bien que Petro-Canada souscrive des assurances en s'alignant sur les pratiques courantes de l'industrie, la Société ne peut s'assurer entièrement contre tous les risques. Les pertes résultant d'incidents opérationnels pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la Société.

Risques politiques

Petro-Canada exerce des activités dans un certain nombre de pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les activités de la Société et les éléments d'actif connexes sont exposés à des risques potentiels découlant d'actions des autorités gouvernementales ou d'agitation interne. De plus, Petro-Canada a des activités dans des pays membres de l'OPEP et la production dans ces pays est assujettie à des quotas de l'OPEP.

La Société évalue continuellement les risques dans un pays en particulier dans le contexte des activités considérées globalement. L'investissement peut être limité pour éviter une exposition excessive au risque dans un pays ou une région en particulier. La Société a aussi recours à des produits financiers pour atténuer certains risques politiques.

Risques de marché

Une quantification plus détaillée de l'incidence de certains des risques décrits ci-dessous est fournie dans le tableau sur la sensibilité du bénéfice présenté dans la section traitant de la Conjoncture du Rapport annuel 2004.

Prix des marchandises

Un risque de marché important touchant les activités d'amont de Petro-Canada est la fluctuation des prix du pétrole brut et du gaz naturel en tant que marchandises. Les prix des marchandises sont volatils et influencés par des facteurs tels que les bases de l'offre et de la demande, les événements géopolitiques, les décisions de l'OPEP et les conditions météorologiques. En 2004, le prix moyen mensuel du pétrole brut Brent a fluctué à l'intérieur d'une fourchette de 30,83 \$ US/baril à 49,64 \$ US/baril et l'indice de prix au centre AECO-C a fluctué dans une fourchette de 5,93 \$ le millier de pi³ à 8,35 \$ le millier de pi³. Ces prix des marchandises influent également sur les marges que le secteur Aval réalise sur les produits raffinés, ce qui constitue un autre risque de marché important. En 2004, la moyenne mensuelle de la marge de craquage de référence par baril des raffineries 3-2-1 au port de New York a fluctué entre 4,23 \$ US et 11,41 \$ US. La capacité de Petro-Canada de maintenir les marges sur les produits dans un contexte de coûts accrus des charges d'alimentation dépend de sa capacité de transmettre les coûts accrus aux clients.

En règle générale, Petro-Canada ne couvre pas de volumes de production importants. La direction croit que les prix des marchandises sont volatils et difficiles à prévoir. Les activités sont gérées de façon que la Société puisse tolérer dans une large mesure l'incidence d'un contexte de prix plus faibles tout en conservant la possibilité de profiter de gains importants dans un contexte de prix plus élevés. Toutefois, il peut arriver que la Société couvre les prix et les marges pour certaines marchandises, afin de tirer parti d'occasions qui représentent une valeur extraordinaire ou d'assurer la valeur économique d'une acquisition. Par exemple, dans le cadre de l'acquisition par la Société d'une participation dans le champ Buzzard dans le secteur britannique de la mer du Nord, la Société a conclu une série de contrats dérivés reliés à la vente future de pétrole brut Brent (voir la section Instruments dérivés ci-

dessous). La Société couvre aussi couramment certaines transactions physiques du secteur Aval pour des besoins opérationnels et pour faciliter les ventes aux clients.

Change

Puisque les prix des marchandises énergétiques sont principalement libellés en dollars américains, une importante portion des produits d'exploitation de Petro-Canada est influencée par le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Par conséquent, le bénéfice de la Société est touché négativement lorsque le dollar canadien s'apprécie. La Société est également exposée aux fluctuations d'autres devises, notamment l'euro et la livre sterling.

Bien qu'en règle générale Petro-Canada ne couvre pas les positions de change, elle atténue en partie le risque lié à la position de change en dollars américains en libellant la majorité de ses titres d'emprunt en dollars américains. Le risque de change lié aux acquisitions ou aux dessaisissements d'actifs ou aux dépenses en immobilisations consacrées aux projets peut être couvert au cas par cas.

Taux d'intérêt

Petro-Canada vise une combinaison d'emprunts à taux fixe et à taux variable. En règle générale, cela permet à la Société de tirer parti de taux d'intérêt plus bas sur les emprunts à taux variable, tout en faisant correspondre l'échéance globale des emprunts à la durée de vie des éléments d'actif générateurs de fonds. La Société est exposée au risque de fluctuation des taux d'intérêt qu'elle paie sur les emprunts à taux variable.

Ce risque de taux d'intérêt se situe dans les limites de la tolérance au risque de la Société.

Instruments dérivés

Le principe de Petro-Canada en matière de risques de marché et d'instruments dérivés interdit l'utilisation d'instruments dérivés à des fins spéculatives. Petro-Canada a recours à des instruments dérivés principalement pour couvrir des transactions physiques pour des besoins opérationnels et pour faciliter certaines ventes aux clients. Les gains et les pertes associés à ces instruments financiers contrebalancent essentiellement les gains et les pertes sur les transactions physiques. À moins d'une autorisation expresse du Conseil d'administration, la durée des instruments de couverture est limitée à 18 mois. Le processus de suivi et de présentation d'information à l'égard du portefeuille d'instruments dérivés comporte notamment l'évaluation périodique de la juste valeur de tous les instruments dérivés en cours. La Société détermine les justes valeurs en obtenant des estimations de tierces parties indépendantes quant à la valeur de chaque instrument dérivé. Les objectifs et les stratégies de toutes les opérations de couverture sont documentés et l'efficacité de l'instrument dérivé à compenser une variation de la valeur de la position couverte est évaluée régulièrement.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2004, la Société a choisi de mettre fin à la comptabilité de couverture pour certains programmes de couverture. Tous les instruments dérivés qui ne sont pas considérés ou désignés comme des couvertures sont comptabilisés selon la méthode de l'évaluation à la valeur du marché. Ces instruments dérivés sont inscrits au bilan soit comme actif, soit comme passif, et la juste valeur est constatée dans les résultats. Par conséquent, les valeurs réalisées et non réalisées de ces transactions sont constatées sous le poste Revenus de placement et autres produits.

Au cours de 2004, dans le cadre de l'acquisition par la Société d'une participation dans le champ Buzzard, la Société a conclu une série de contrats dérivés liés à la vente future de pétrole brut Brent. Ces transactions avaient pour objet d'assurer à Petro-Canada des rendements porteurs de valeur sur cet investissement, même dans l'éventualité d'une baisse importante des prix du pétrole. Ces contrats bloquent de façon effective un prix à terme moyen d'environ 26 \$ US le baril sur un volume de 35 840 000 barils. Ce volume représente environ 50 % de la quote-part de la production stabilisée estimative revenant à la Société durant la période 2007 à 2010. Au 31 décembre, cette couverture accusait une perte non réalisée à l'évaluation à la valeur du marché de 205 millions \$ après impôts, perte qui a été constatée dans le bénéfice net de 2004.

En 2004, d'autres couvertures sur marchandises mises en place relativement à l'approvisionnement des raffineries et aux achats de produits ont entraîné une diminution nette du bénéfice d'environ 1 million \$ après impôts, ce qui comprend un gain non réalisé de 3 millions \$ après impôts à l'évaluation à la valeur du marché au 31 décembre. Cette diminution se compare à un recul net du bénéfice d'environ 30 millions \$ en 2003, lié aux couvertures sur marchandises, taux d'intérêt et devises.

Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration

Le tableau qui suit présente les dépenses en immobilisations corporelles et les frais d'exploration de Petro-Canada pour les exercices indiqués.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET FRAIS D'EXPLORATION (en millions de dollars)

	2004	2003	2002
Exploration			
Gaz naturel nord-américain	285 \$	213 \$	259 \$
Pétrole de la côte Est	2	47	26
Sables pétrolifères	16	23	23
International			
Nord-Ouest de l'Europe	69	43	33
Afrique du Nord/Proche-Orient	53	14	28
Nord de l'Amérique latine	3	2	—
Total - exploration	428	342	369
Mise en valeur			
Gaz naturel nord-américain	420	314	250
Pétrole de la côte Est	276	297	264
Sables pétrolifères	383	425	439
International			
Nord-Ouest de l'Europe	326	254	60
Afrique du Nord/Proche-Orient	133	123	80
Nord de l'Amérique latine	22	24	20
Total – mise en valeur	1 560	1 437	1 113
Acquisition de propriétés			
Gaz naturel nord-américain	19	33	20
International			
Nord-Ouest de l'Europe	1 218	65	—
Total – Acquisition de propriétés	1 237	98	20
Aval			
Raffinage et approvisionnement	656	296	210
Ventes, commercialisation et autres	171	117	118
Lubrifiants	12	11	16
Total - Aval	839	424	344
Services partagés	9	14	15
Total des dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	4 073 \$¹	2 315 \$	1 861 \$

1. Exclut l'acquisition, dans les Rocheuses américaines, de Prima Energy Corporation totalisant 644 millions \$, déduction faite des liquidités acquises.

Les dépenses en immobilisations affectées aux immobilisations corporelles et à l'exploration en 2004 traduisent la détermination de Petro-Canada à réaliser une croissance à long terme rentable et à créer de la valeur pour les actionnaires. La hausse de 76 % des dépenses, qui ont atteint 4 073 millions \$ comparativement à 2 315 millions \$ en 2003, s'explique principalement par l'acquisition de Buzzard et les coûts associés au développement de ce projet, les investissements reliés à l'amélioration des raffineries en vue de la désulfuration de l'essence, les dépenses accrues pour tirer parti d'occasions attrayantes dans l'Ouest du Canada et l'accélération du programme de modernisation des établissements de détail conformément à la nouvelle image de la Société.

Les investissements planifiés pour 2005, qui totalisent 3 235 millions \$, reflètent une année où Petro-Canada se consacrera à « bâtir pour l'avenir ». L'accent mis sur les initiatives de croissance rapportera une nouvelle production

en 2006 et en 2007. Le programme de dépenses en immobilisations de 2005 sera financé au moyen des flux de trésorerie et des facilités de crédit existantes.

Programme d'immobilisations de 2005		(en millions de dollars)
I	Amélioration des actifs existants	130
II	Conformité aux règlements	635
III	Amélioration de la rentabilité des activités de base	120
IV	Remplacement des réserves dans les régions principales	950
V	Nouveaux projets de croissance	1 130
VI	Exploration et nouvelles entreprises	270
Total du programme d'immobilisations de 2005		3 235 \$

Note : Les catégories I à III sont principalement associées au secteur Aval et les catégories IV à VI, aux activités d'amont.

Amont

Les activités d'amont de Petro-Canada sont réparties entre quatre secteurs d'activité : Gaz naturel nord-américain, avec une production courante dans l'Ouest du Canada et dans les Rocheuses américaines; Pétrole de la côte Est, avec trois projets majeurs au large de Terre-Neuve-et-Labrador; Sables pétrolifères, avec des activités dans la partie nord-est de l'Alberta; et secteur International, où la Société est active dans trois régions principales : Nord-Ouest de l'Europe; Afrique du Nord et Proche-Orient; et Nord de l'Amérique latine. L'actif diversifié procure un portefeuille équilibré et une base pour la croissance à long terme.

Tant en 2004 qu'en 2003, la totalité des produits tirés de la vente de pétrole brut, de LGN, de bitume, de pétrole brut synthétique et de gaz naturel provenait des ventes faites à des tiers et des ventes intersectorielles. Aucun produit n'a été tiré de ventes faites à des sociétés bénéficiaires des investissements ou de ventes ou transferts faits à des actionnaires de contrôle.

Gaz naturel nord-américain

Sommaire des activités et stratégie

Le secteur du Gaz naturel nord-américain a une longue expérience en matière d'exploration et de production reliées au gaz naturel, au pétrole brut et aux LGN dans l'Ouest du Canada. De plus, ce secteur commercialise du gaz naturel en Amérique du Nord et possède des ressources établies dans le delta/corridor du Mackenzie de même que des propriétés foncières en Alaska. En 2004, le secteur a étendu ses activités à la production non classique et signé une entente en vue de développer une installation de regazéification de GNL proposée au Québec.

La stratégie du Gaz naturel nord-américain est d'être un intervenant important et viable sur le marché en accédant à des sources d'approvisionnement en gaz naturel nouvelles et diversifiées en Amérique du Nord. Les objectifs clés de la stratégie sont notamment :

- de poursuivre l'exploration et la mise en valeur des régions classiques existantes dans l'Ouest du Canada;
- d'accroître l'accent mis sur la production non classique dans les Rocheuses américaines et l'Ouest du Canada;
- de développer une capacité d'importation de GNL en Amérique du Nord; et
- d'accroître les ressources nordiques disponibles dans une perspective de croissance à long terme.

Ouest du Canada et Rocheuses américaines

Dans l'Ouest du Canada, la Société a continué d'exploiter des occasions reliées au gaz classique dans quatre régions principales : les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique, le sud-est de l'Alberta et le centre-ouest de l'Alberta. La production de gaz naturel dans l'Ouest du Canada s'est chiffrée en moyenne à 676 millions de pi³/j, en baisse de 2 % par rapport à 693 millions de pi³/j en 2003. Les activités de forage d'exploration et de développement du secteur du Gaz naturel nord-américain se sont traduites par 675 puits bruts (517 puits nets), dont 642 puits bruts (496 puits nets) de gaz naturel et sept puits bruts (deux puits nets) de pétrole, ce qui représente un taux de réussite de 96 %.

Dans le secteur du Gaz naturel nord-américain, les extensions, découvertes et révisions des réserves et leur récupération améliorée ont ajouté 147 milliards de pi³ de gaz naturel et 2,1 millions de barils de pétrole brut et de

LGN aux réserves prouvées avant redevances. Les acquisitions de propriétés ont permis d'ajouter 116 milliards de pi³ de gaz naturel et 5,7 millions de barils de pétrole brut et de LGN aux réserves prouvées. La vente de propriétés productrices renfermant des réserves totalisant un milliard de pi³ de gaz naturel a été menée à bien au cours de l'exercice. La production annuelle avant redevances a totalisé 254 milliards de pi³ de gaz naturel et 5,6 millions de barils de pétrole brut classique et de LGN.

Au cours de 2004, le secteur du Gaz naturel nord-américain a pris de l'expansion pour inclure des activités et des compétences reliées au gaz non classique. Au milieu de 2004, le secteur a pris pied dans la région des Rocheuses américaines grâce à l'acquisition de Prima Energy Corporation (*Rocheuses américaines*) pour 644 millions \$, déduction faite des liquidités acquises. Cette acquisition a ajouté une production de 55 millions de pi³ équivalent gaz par jour, constituée principalement de méthane de houille provenant du bassin Powder River et de gaz de réservoir étanche provenant du bassin Denver-Julesburg et a permis d'acquérir une importante expertise dans le domaine de la production non classique. La réalisation de la valeur de l'acquisition dans les Rocheuses américaines reposera sur la mise en valeur des importantes réserves probables. La Société prévoit doubler la production d'équivalent gaz non classique pour la porter à 100 millions de pi³ équivalent gaz par jour d'ici 2007.

Le régime de redevances est un facteur important de la rentabilité de la production de pétrole brut et de gaz naturel. Les redevances sur le pétrole brut classique et le gaz naturel appartenant aux gouvernements provinciaux sont fixées par règlement et peuvent être modifiées à l'occasion. Les versements de redevances faits aux gouvernements provinciaux sont généralement calculés en pourcentage de la production et varient suivant des facteurs comme les volumes de production des puits, les prix de vente, la méthode de récupération, le lieu de production et la date de la découverte. Les redevances payables sur la production de pétrole brut et de gaz naturel appartenant à des intérêts privés sont négociées avec le propriétaire foncier. En 2004, le taux moyen des redevances payées par Petro-Canada dans le secteur du Gaz naturel nord-américain s'établissait à environ 24 % dans le cas du pétrole brut classique, des LGN et du gaz naturel.

Dans l'Ouest du Canada, Petro-Canada exploite, sur les champs mêmes, 11 installations de traitement préliminaire du gaz naturel d'une capacité de traitement autorisée totale d'environ 1,1 milliard de pi³/j, dans laquelle la part de la Société représente environ 691 millions de pi³/j. Le tableau suivant présente la participation de Petro-Canada et la capacité des installations de traitement exploitées par Petro-Canada.

PARTICIPATION DE PETRO-CANADA ET CAPACITÉ DES INSTALLATIONS

Installations exploitées par Petro-Canada	Participation de concession- naire (%)	Capacité autorisée brute (en millions de pi ³ /j)	Capacité autorisée nette (en millions de pi ³ /j)
Brazeau – peu sulfureux	47	78	37
Brazeau – sulfureux	30	107	32
		185	69
Hanlan – peu sulfureux	41	44	18
Hanlan – sulfureux	46	380	175
		424	193
Wildcat Hills	66	124	82
Bearberry	100	94	94
Ferrier	99	119	119
Gilby East	100	52	52
Wilson Creek – peu sulfureux	52	13	7
Wilson Creek – sulfureux	52	22	11
		35	18
Boundary Lake – peu sulfureux	100	20	20
Boundary Lake – sulfureux	50	66	33
Parkland 1	44	18	8
Parkland 2	35	10	3
Total en 2004		1 147	691

Petro-Canada détient également diverses participations de concessionnaire dans d'autres installations de traitement du gaz naturel et de collecte sur les champs exploitées par d'autres sociétés pétrolières et gazières, qui lui confèrent une part d'environ 277 millions de pi³/j de la capacité autorisée.

En 2004, le secteur du Gaz naturel nord-américain a commercialisé 862 millions de pi³/j de gaz naturel. Les ventes provenant des Rocheuses américaines du 29 juillet 2004 au 31 décembre 2004 ont atteint 43 millions de pi³/j, dont 10 millions de pi³/j de ventes directes. Dans l'Ouest du Canada, outre sa propre production, la Société commercialise du gaz naturel produit par d'autres sociétés. Dans l'Ouest du Canada, la Société a vendu 844 millions de pi³/j de gaz naturel, en baisse par rapport à 2003, où ses ventes avaient atteint 850 millions de pi³/j. Pour mieux contrôler les volumes des ventes, les prix et les frais reliés au transport, Petro-Canada met l'accent sur les ventes directes aux utilisateurs finals, aux sociétés de distribution et aux négociants en gros ainsi que sur les marchés au comptant du gaz naturel. Les efforts de marketing comprennent la gestion du portefeuille de gaz, de l'approvisionnement en gaz, des engagements relatifs aux pipelines et des relations avec la clientèle.

Le tableau suivant illustre la répartition des ventes de gaz naturel de l'Ouest du Canada de Petro-Canada sur les marchés :

VENTES DE GAZ NATUREL PAR MARCHÉ DANS L'OUEST DU CANADA

	2004		2003	
	(en millions de pi ³ /j)	(% du total)	(en millions de pi ³ /j)	(% du total)
Ventes aux courtiers-producteurs				
Canwest Gas Supply Inc.	16	2	32	4
ProGas Limited	35	4	38	5
Cargill Incorporated	17	2	21	2
Autres	6	1	4	1
Ventes totales aux courtiers-producteurs	<u>74</u>	<u>9</u>	<u>95</u>	<u>12</u>
Ventes directes				
Alberta	368	43	351	41
Midwest américain	159	19	162	19
Colombie-Britannique et nord-ouest du Pacifique américain	106	13	78	9
Californie	45	5	45	5
Est du Canada	12	1	43	5
Saskatchewan	8	1	8	1
Total avant les ventes internes	<u>698</u>	<u>82</u>	<u>687</u>	<u>80</u>
Ventes internes	72	9	68	8
Ventes directes totales	<u>770</u>	<u>91</u>	<u>755</u>	<u>88</u>
Ventes totales	<u>844</u>	<u>100</u>	<u>850</u>	<u>100</u>
Ventes directes à l'exportation totales	<u>204</u>	<u>24</u>	<u>207</u>	<u>24</u>

La Société a pris des engagements à terme visant la vente et le transport du gaz naturel associé à ses activités normales. En vertu d'engagements à terme à prix fixe pris au cours des années 1990, environ 10 millions de pi³/j (1,6 % de la production estimative de gaz naturel de l'Ouest du Canada de 2005) ont été vendus à un prix net moyen à la sortie de l'usine de 3,17 \$ le millier de pi³. En 2006, le volume de gaz naturel vendu en vertu de ces contrats à prix fixe demeurera de 10 millions de pi³/j à un prix de 3,29 \$ le millier de pi³.

Delta/corridor du Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest)

Grâce à ses participations dans six blocs, qui représentent environ un million d'acres brutes (0,6 million d'acres nettes) non mises en valeur, Petro-Canada est un important détenteur de concessions dans le delta/corridor du Mackenzie. Les avoirs de Petro-Canada sont constitués de quatre licences d'exploration et deux concessions sur les terres des Inuvialuits. Petro-Canada est l'exploitant aux termes des quatre licences. Les engagements nets de la Société en matière de travaux pour les quatre licences totalisent environ 140 millions \$ sur cinq ans et sont garantis par des cautions de bonne exécution totalisant environ 35 millions \$. Les travaux réalisés jusqu'ici ont réduit les obligations aux termes des cautions de bonne exécution en cours de validité à 18 millions \$. Les engagements en matière de travaux relatifs aux concessions sur les terres des Inuvialuits comprennent des travaux d'acquisition sismique et le forage d'un total de trois puits. En 2002, une découverte de gaz naturel faite au puits Tuk M-18 a produit, lors d'essais à des taux restreints, jusqu'à 30 millions de pi³/j. Cette découverte a permis à Petro-Canada de faire une désignation sans portée obligatoire de 30 millions de pi³/j à l'appui de la proposition d'aménagement du pipeline de la vallée du Mackenzie. Maintenant qu'elle s'est assurée les droits sur le périmètre le plus prometteur en matière d'exploration future dans cette région, Petro-Canada ralentira le rythme des activités en attendant l'approbation/le calendrier de construction du pipeline du Mackenzie.

Petro-Canada détient également une position importante dans la région de Colville Hills du corridor du Mackenzie, où elle détient la totalité des intérêts dans deux régions de découverte importante (RDI) et une licence d'exploration.

Alaska

En Alaska, Petro-Canada concentre ses activités dans la région des avant-monts située au nord de la chaîne de montagnes Brooks. Une étude géologique sur le terrain a confirmé que la géologie et la prospectivité de la région étaient semblables à celles des avant-monts de l'Alberta, où Petro-Canada a développé une expertise poussée et

obtenu considérablement de succès dans la découverte de gaz naturel. De plus, d'importants périmètres ont été acquis dans la zone dite « National Petroleum Reserve – Alaska », territoire qui présente un important potentiel pour les projets pétroliers de grande envergure. Les périmètres détenus par la Société en Alaska totalisaient 753 000 acres (brutes et nettes) à la fin de l'exercice 2004. Bien qu'il soit peu probable que la région soit desservie par un pipeline avant un certain temps, les concessions de Petro-Canada se trouvent à proximité du tracé proposé d'un pipeline vers les marchés méridionaux.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Petro-Canada cherche à se joindre au secteur mondial du GNL, conformément à sa stratégie d'ajouter des actifs producteurs à long terme à son portefeuille. En septembre 2004, la Société a signé un protocole d'entente avec TransCanada PipeLines Limited en vue du développement et du partage (à parts égales) de la propriété d'une installation de GNL de 660 millions \$ à Gros-Cacouna (Québec). L'installation proposée, dont la mise en service est prévue d'ici la fin de 2009, réceptionnera, stockera et regazéifiera du GNL importé. Petro-Canada serait propriétaire de la totalité de la capacité d'expédition d'environ 500 millions de pi³/j de gaz naturel et elle se chargerait de sa commercialisation.

Pétrole de la côte Est

Sommaire des activités et stratégie

Petro-Canada participe à chaque grand projet de mise en valeur du pétrole au large de la côte Est du Canada. La Société est l'exploitant du projet Terra Nova et son plus important participant (34 %) et détient une participation de 20 % dans Hibernia, premier projet de mise en valeur à voir le jour dans les Grands Bancs. Petro-Canada détient aussi une participation de 27,5 % dans le projet White Rose, dont la mise en service est prévue pour 2006.

La stratégie du Pétrole de la côte Est consiste à améliorer la fiabilité et à soutenir une production rentable au cours de la prochaine décennie. Les objectifs clés de la stratégie sont notamment :

- d'obtenir des résultats du premier quartile en matière de sécurité et d'exploitation;
- de soutenir une production rentable grâce à des extensions des gisements et à l'ajout de champs satellites; et
- de développer des projets de mise en valeur à potentiel élevé.

Hibernia

Le champ pétrolifère Hibernia est situé à environ 315 kilomètres à l'est-sud-est de St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador). On estime que la durée de production restante du champ Hibernia, qui comprend les réservoirs Hibernia et Ben Nevis Avalon, est de 15 ou 16 ans. L'évaluation du potentiel de mise en valeur de la formation Ben Nevis Avalon se poursuit.

Au 31 décembre 2004, 26 puits de pétrole producteurs, 13 puits d'injection d'eau et six puits d'injection de gaz étaient en exploitation. La production du champ est transportée par des pétroliers faisant la navette entre la plateforme et un terminal de transbordement situé dans la péninsule d'Avalon ou, si le calendrier des pétroliers le permet, directement jusqu'au marché. Le 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. Petro-Canada détient une participation de 14 % dans l'installation de transbordement.

La quote-part de la production d'Hibernia revenant à Petro-Canada s'est chiffrée en moyenne à 40 800 b/j en 2004, en hausse par rapport à 40 600 b/j en 2003. La plateforme Hibernia a continué d'enregistrer un rendement d'exploitation du premier quartile. En raison d'un rendement plus élevé que prévu du réservoir et des forages de développement exécutés en 2004, l'estimation des réserves sur la durée de vie du champ à Hibernia est passée de 835 millions de barils à la fin de l'exercice 2003 à 940 millions de barils à la fin de l'exercice 2004. La quote-part de ces réserves revenant à Petro-Canada est de 20 %.

Terra Nova

Le champ pétrolifère Terra Nova, situé à environ 350 kilomètres à l'est-sud-est de St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), a été découvert par Petro-Canada en 1984. La durée de production restante du champ Terra Nova est estimée à environ 12 à 14 ans.

À la fin de l'exercice 2004, douze puits producteurs de pétrole, cinq puits d'injection d'eau et trois injecteurs de gaz étaient exploités. Terra Nova utilise le système de pétroliers et le 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.

La quote-part de la production revenant à la Société s'est chiffrée en moyenne à 37 400 b/j, en baisse par rapport à 45 500 b/j en 2003. Les résultats sur le plan de la production et de la fiabilité ont été considérablement inférieurs aux objectifs en raison d'activités de maintenance prolongées et de difficultés opérationnelles au troisième

et au quatrième trimestres de 2004. Durant le troisième trimestre, les volumes ont été touchés par une révision plus longue que prévu pour la réparation des installations de compression de gaz. Un autre temps d'arrêt s'est produit au quatrième trimestre pour une enquête et des réparations par suite d'un déversement d'eau huileuse. Après des activités de maintenance réussies, les taux de production ont été ramenés à la normale durant la deuxième moitié du mois de décembre.

White Rose

Petro-Canada possède une participation de concessionnaire de 27,5 % dans le projet White Rose, projet de mise en valeur extracôtier de 2,3 milliards \$. Son débit nominal est de 100 000 b/j, et le débit prévu en période de production stable devrait être de 90 000 b/j. En 2004, les jalons clés étaient les suivants : l'arrivée de la coque du navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Sea Rose à Terre-Neuve-et-Labrador; la fabrication des modules d'installations en surface et leur installation sur la coque du NPSD; le lancement du programme de construction en mer; et le forage des cinq premiers puits de développement ainsi que le début des activités préalables à leur mise en service. Le projet a progressé en respectant le budget et le calendrier en 2004, et sa mise en service est prévue pour le début de 2006.

Les plans de mise en valeur du champ White Rose comprennent le forage de 19 à 21 puits visant la récupération d'une quantité estimative de 200 millions à 250 millions de barils de pétrole sur une période de 10 à 12 ans. Dix puits – cinq puits producteurs, quatre puits d'injection d'eau et un injecteur de gaz – seront forés avant le lancement de la production.

Des pétroliers affrétés transporteront la production de White Rose directement jusqu'aux marchés de l'est du Canada et des États-Unis.

Régime de redevances visant les hydrocarbures extracôtiers

En juillet 2003, le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador a promulgué 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 est égale à la redevance de base ou à 20 % des produits nets, selon le plus élevé des deux. Une redevance nette supplémentaire de 10 % est payable lorsqu'un rendement du capital investi plus élevé est atteint. La redevance générale s'appliquera à la mise en valeur du champ White Rose.

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 brute demeurera 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, la redevance nette à payer deviendra égale à 30 % des produits nets ou à 5 % des produits bruts, selon le montant le plus élevé. Lorsqu'un nouveau seuil de récupération sera atteint, y compris une marge de rendement supplémentaire, une redevance supplémentaire de 12,5 % des produits nets deviendra aussi payable.

Le régime de redevances applicable au champ Terra Nova comprend trois paliers. Les redevances se composent d'une redevance de base à taux variable payable pendant la durée du projet et de deux redevances nettes supplémentaires 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 deviendra égale à la redevance de base ou à 30 % des produits nets, selon le plus élevé des deux. Une redevance nette supplémentaire égale à 12,5 % des produits nets s'appliquera lorsqu'un autre seuil de récupération sera atteint, y compris une marge de rendement supplémentaire. Les taux de redevances applicables à Terra Nova sont passés à 5 % au milieu de 2004 par suite de l'atteinte du seuil de récupération simple aux fins des redevances. D'autres augmentations de la redevance se produiront conformément au régime de redevances du projet, qui est fonction de la rentabilité. Les redevances relatives à Terra Nova devraient s'établir en moyenne à environ 12 % en 2005.

Autres activités d'exploration et de mise en valeur extracôtières

Outre les projets actuels de mise en valeur de champs pétrolifères sur la côte Est, Petro-Canada détient des participations dans certaines découvertes, dont les découvertes du champ pétrolifère Hebron/Ben Nevis, où sa participation s'élève à 23,9 %. Petro-Canada prévoit poursuivre le forage de développement dans les principaux champs, en vue de la mise en production du bloc Far East à Terra Nova et de l'élargissement de la mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon à Hibernia. La production tirée de ces extensions compensera en partie l'épuisement des réservoirs principaux à Hibernia et à Terra Nova.

Sables pétrolifères

Sommaire des activités et stratégie

Les principaux intérêts de Petro-Canada dans le secteur des Sables pétrolifères comprennent une participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude, qui exploite des sables pétrolifères et une usine de valorisation, la totalité des intérêts dans le projet de mise en valeur du bitume *in situ* de MacKay River, qui utilise un procédé de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV), une participation de 60 % dans le projet d'exploitation par procédé minier des sables pétrolifères Fort Hills, dont Petro-Canada est l'exploitant, et d'importants périmètres de sables pétrolifères considérés comme prometteurs pour la mise en valeur *in situ* des ressources en bitume.

La stratégie des Sables pétrolifères pour réaliser une croissance rentable est notamment :

- de mettre les réserves en valeur de façon progressive et intégrée, en incorporant les connaissances acquises;
- d'investir des capitaux avec discipline pour s'assurer que les projets à long terme créent de la valeur; et
- d'utiliser une démarche progressive à l'égard du développement de projets de mise en valeur de sables pétrolifères à forte intensité capitalistique pour permettre une gestion rigoureuse des coûts et profiter de l'occasion de tirer parti d'une technologie en évolution.

Exploitation de sables pétrolifères — Syncrude

Petro-Canada détient une participation de 12 % dans Syncrude, la plus grande exploitation de sables pétrolifères par procédé minier du monde. Établie au nord de Fort McMurray, en Alberta, Syncrude est une coentreprise formée pour exploiter les dépôts de sables pétrolifères à faible profondeur et pour en extraire et en enrichir le bitume afin de le transformer en brut synthétique. Syncrude détient huit concessions de sables pétrolifères délivrées par la province d'Alberta et s'étendant sur environ 255 000 acres. La durée de vie résiduelle estimative des réserves de Syncrude est supérieure à 35 ans. Trois mines sont exploitées actuellement à Syncrude : la mine Base, exploitée à l'aide de pelles à benne traînante, d'appareils de reprise à roue-pelle et de convoyeurs à courroie; et les mines North et Aurora, où on utilise des systèmes de camions, de pelles et d'hydrotransport. Un procédé d'extraction permet de récupérer environ 90 % du bitume brut contenu dans les sables exploités. Les procédés de raffinage enrichissent le bitume, qu'ils transforment en pétrole brut synthétique peu sulfureux léger (32 degrés API) de grande qualité. La production de brut synthétique de Syncrude est traitée dans des raffineries situées à Edmonton (Alberta), dans l'Est du Canada et aux États-Unis. À Syncrude, on a donné priorité à l'amélioration de la fiabilité et à la réduction des coûts d'exploitation unitaires.

En 2004, Syncrude a réalisé une production brute record de 238 000 b/j. Syncrude a également réduit ses coûts d'exploitation unitaires, qui ont été ramenés à 21,13 \$ par baril comparativement à 23,64 \$ par baril en 2003, grâce à la fiabilité améliorée et aux volumes accrus.

En 1997, les propriétaires de Syncrude ont approuvé une stratégie de croissance progressive pour la prochaine décennie. La troisième phase d'agrandissement portera sur l'aménagement d'une deuxième mine à Aurora et sur l'agrandissement de l'usine de valorisation. La construction progresse conformément à l'échéancier et au budget révisés annoncés en mars 2004 et devrait s'achever vers le milieu de 2006. Après l'achèvement de la troisième phase d'agrandissement, Petro-Canada prévoit que sa quote-part de la capacité de production s'élèvera à environ 42 000 b/j. La production atteindra ce niveau graduellement sur une période de deux ou trois ans.

Sables pétrolifères in situ — Bitume

En septembre 2002, Petro-Canada a achevé avec succès la construction de son installation de production de bitume *in situ* de MacKay River, qui lui appartient en propriété exclusive. Après l'injection de vapeur dans le gisement, Petro-Canada a commencé à produire du bitume en novembre 2002. Le procédé d'extraction utilisé à MacKay River fait appel à la technologie DGMV, que Petro-Canada a contribué à mettre au point dans le cadre de sa participation à l'installation d'essai souterraine (IES). Le DGMV allie la technique de forage horizontal au procédé thermique d'injection de vapeur. On injecte de la vapeur dans le gisement par le puits supérieur d'une paire de puits horizontaux afin de mobiliser le bitume, qui s'écoule alors dans le puits de production situé plus bas. Cette technique

permet de récupérer de façon rentable plus de 60 % du bitume en place. La phase de mise en valeur initiale de MacKay River comprend deux plateformes de puits de 12 et 13 paires de puits horizontaux. Les paires de puits ont une longueur d'environ 700 à 750 mètres et devraient permettre la production d'environ 1 200 b/j de bitume. En moyenne, les puits devraient avoir une durée de vie de six à huit ans. Plus de 90 % de l'eau utilisée pour la production de vapeur à l'installation de MacKay River est recyclée, un élément essentiel de l'efficacité environnementale de cette installation. La production de bitume tirée du projet est transportée actuellement au terminal du pipeline Athabasca par un pipeline isolé latéral loué exploité par Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc. Pour que le bitume puisse ensuite être expédié par les principaux pipelines nord-américains, il est dilué avec du pétrole brut synthétique fourni aux termes d'une entente d'approvisionnement à long terme conclue avec Suncor Energy Marketing Inc. Les réserves de MacKay River devraient soutenir une production stabilisée de 25 000 à 30 000 b/j, compte tenu de la maturité des puits, des révisions complètes et des événements imprévus, pendant environ 25 à 30 ans.

En 2004, MacKay River a amélioré la fiabilité des opérations et la production, mais les volumes n'ont pas atteint le niveau attendu de 25 000 b/j pour l'exercice complet. La production de MacKay River s'est en effet chiffrée en moyenne à 16 600 b/j, comparativement à 10 700 b/j en 2003. La production a été touchée par une panne d'une semaine ayant nécessité une remise en service graduelle à la suite d'un problème mécanique à l'usine. La production a aussi été touchée par la disponibilité limitée de vapeur durant la période où la centrale de cogénération n'était pas opérationnelle à cause d'un problème de fiabilité du système de traitement de l'eau. La fiabilité s'est améliorée grâce aux opérations stabilisées de la centrale de cogénération de 165 mégawatts (appartenant à TransCanada Energy Ltd.) durant la deuxième moitié de 2004. De l'équipement conçu pour améliorer le traitement de l'eau et la fiabilité de l'usine a été raccordé avec succès durant la révision planifiée au troisième trimestre.

En 2005, Petro-Canada projette d'ajouter une troisième plateforme de puits à MacKay River afin d'augmenter la production et de maximiser le débit de l'usine. De nouvelles plateformes de puits seront construites, et les forages continueront au besoin pendant toute la durée de vie du champ. En procédant à ces améliorations, Petro-Canada acquiert de l'expérience et des connaissances qu'elle pourra intégrer dans ses prochaines installations *in situ*.

Les programmes de forage d'hiver sont concentrés sur le potentiel d'agrandissement de MacKay River et sur l'évaluation d'autres concessions de sables pétrolifères. Petro-Canada prévoit la mise en service de sa prochaine installation *in situ* d'ici la fin de la décennie.

Régime de redevances

L'exploitation de MacKay River est assujettie au *1997 Alberta Oil Sands Royalty Regulation*. Avant le seuil de récupération aux fins de la redevance, y compris une marge de rendement déterminée, la redevance est calculée au taux de 1 % des produits bruts. Après le seuil de récupération aux fins de la redevance, celle-ci est égale à 1 % des produits bruts ou à 25 % des produits nets, selon le montant le plus élevé. On détermine les produits nets en déduisant des produits bruts les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations autorisés. En 2004, la redevance payée s'est élevée à 0,16 \$ par baril.

L'année 2001 a marqué la fin d'une étape de transition en matière de redevances; en effet, Syncrude est dorénavant assujettie à la redevance prévue par le *1997 Province of Alberta Oil Sands Royalty Regulation* plutôt qu'à une redevance contractuelle propre au projet. Depuis janvier 2002, la redevance payable par Syncrude à la province d'Alberta est fixée à 1 % des produits bruts ou à 25 % des produits nets, selon le plus élevé des deux. On détermine les produits nets en déduisant des produits bruts les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations autorisés. En 2004, la redevance versée s'est élevée en moyenne à 0,61 \$ par baril. Si les prix du pétrole synthétique demeurent aux niveaux actuels, la Société prévoit que Syncrude atteindra le seuil de récupération aux fins de la redevance au cours de 2006; les taux de redevance seront alors portés à 25 % des produits nets.

Mise en valeur intégrée des sables pétrolifères

À la raffinerie d'Edmonton, Petro-Canada investit dans la conversion de l'installation afin qu'elle traite exclusivement des charges d'alimentation issues de sables pétrolifères et qu'elle fabrique des produits à faible teneur en soufre. D'ici le milieu de 2008, des dépenses en immobilisations de 1,2 milliard \$ seront consacrées à l'accroissement de la capacité de l'unité de cokéfaction, à l'ajout de nouvelles unités de distillation de pétrole brut et de distillation sous vide, à l'augmentation du nombre d'unités de récupération de soufre et à l'agrandissement des zones de service. La Société pourra ainsi valoriser directement 26 000 b/j de bitume et traiter 48 000 b/j de pétrole brut synthétique sulfureux, qui remplacera le brut léger classique qu'elle utilise aujourd'hui comme charge d'alimentation. Le programme de conversion de la raffinerie soutient la stratégie à long terme et s'appuie sur l'investissement de 1,4 milliard \$ pour la désulfuration de l'essence et du carburant diesel.

Acquisition à Fort Hills

Au début de 2005, Petro-Canada a renforcé sa position dans le domaine des sables pétrolifères lorsqu'elle est devenue titulaire d'une participation de 60 % dans le projet d'exploitation par procédé minier des sables pétrolifères Fort Hills et en est aussi devenue l'exploitant. La Société projette de mettre en valeur cette ressource en bitume estimée à 2,8 milliards de barils (1,7 milliard de barils nets revenant à Petro-Canada) sur une période de 30 à 40 ans.

Secteur International

Sommaire des activités et stratégie

La production et les participations d'exploration du secteur International de la Société sont actuellement concentrées dans trois régions. Dans le Nord-Ouest de l'Europe, la production provient des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord. La région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient fournit la majeure partie de la production de pétrole brut du secteur International, grâce principalement à des participations en Syrie et en Libye. Dans le Nord de l'Amérique latine, les activités sont concentrées à Trinité et au Venezuela.

Le secteur International sert de tremplin à la croissance de Petro-Canada à l'échelle mondiale. La stratégie consiste à accéder à des ressources internationales assez considérables grâce à une démarche à trois volets, à savoir :

- élargir et exploiter le portefeuille d'actifs actuel;
- cibler de nouvelles occasions ainsi que des acquisitions en mettant l'accent sur les actifs à long terme; et
- élaborer un programme d'exploration équilibré en vue de remplacer les réserves au fil du temps.

Nord-Ouest de l'Europe

Dans le Nord-Ouest de l'Europe, la production provient des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord, où les programmes d'exploration s'étendent jusqu'au Danemark et aux îles Féroé. L'industrie a réalisé d'importants travaux de mise en valeur en mer du Nord depuis le début des années 1970. Même si le bassin est parvenu à maturité, des champs de dimensions modérées continuent d'être mis en valeur et exploités.

La stratégie de Petro-Canada est axée sur l'infrastructure existante et vise principalement l'élargissement du portefeuille actuel. Dans les eaux danoises, la Société détient des participations dans trois concessions inexploitées. Dans la région des îles Féroé, Petro-Canada détient une participation dans une concession inexploitée. Dans le secteur britannique, les participations de Petro-Canada sont concentrées sur trois aspects principaux : autour du champ Scott, le NPSD Triton et le projet Buzzard.

Dans l'Outer Moray Firth, Petro-Canada détient une participation de concessionnaire de 20,6 % dans le champ pétrolifère et la plateforme de production Scott et une participation de concessionnaire de 9,4 % dans le champ pétrolifère Telford, qui fait l'objet d'un raccordement sous-marin à la plateforme Scott. Le pétrole brut de grande qualité provenant des champs Scott et Telford est acheminé vers la terre ferme grâce au réseau de pipelines Forties. Le gaz associé est transporté par le réseau de pipelines gaziers appelé Scottish Area Gas Evacuation.

Dans le centre de la mer du Nord, les participations de la Société se retrouvent principalement dans la zone de mise en valeur Triton, qui comprend la mise en valeur conjointe des champs Guillemot West et Northwest, du champ Bittern et du champ Clapham, qui est entré en production à la fin de 2003. Le champ Pict, qui est actuellement soumis à des travaux de mise en valeur et où la production devrait commencer au milieu de 2005, sera sous-marin et sera raccordé au NPSD Triton. Le pétrole brut collecté à Triton est expédié par un pétrolier, tandis que le gaz est exporté au Royaume-Uni par le truchement du réseau SEGAL. Petro-Canada est propriétaire à 33,1 % du NPSD Triton. À la fin de l'exercice 2004, Petro-Canada procédait à des forages d'exploration dans des zones d'intérêt de la zone de mise en valeur Triton.

En juin 2004, la troisième zone où les travaux sont concentrés au Royaume-Uni, soit l'Outer Moray Firth, a été ajoutée par suite de l'acquisition d'une participation de 29,9 % dans le champ pétrolifère Buzzard. L'achat comprenait aussi des blocs situés à proximité qui possèdent un potentiel d'exploration. Le champ Buzzard fait actuellement l'objet de travaux de mise en valeur, et la production de pétrole devrait y commencer vers la fin de 2006. La production de 60 000 bep/j nets pour Petro-Canada en période de production de pointe devrait être atteinte vers la fin de 2007. Le champ est mis en valeur au moyen de trois plateformes reliées par un pont et supportant les installations de la tête du puits, les installations de production, de même que les quartiers d'habitation et les services. Les travaux de mise en valeur de base actuels se déroulent en prévision de l'exploitation du champ au moyen de 27 puits de production, dont huit seront forés à l'avance et seront disponibles en vue du démarrage de la production. Dans le cadre d'une opération distincte, Petro-Canada a conclu un accord d'amodiation aux termes duquel elle est devenue l'exploitante d'une concession d'exploration située à environ 40 kilomètres au nord-ouest de Buzzard. Un puits d'exploration sera foré sur ce bloc au premier trimestre de 2005.

Dans le secteur néerlandais, les blocs L8b et L5c (participations de concessionnaire de 25 % et de 30 %, respectivement, de Petro-Canada) constituent la principale source de production gazière. Le gaz produit est transporté par pipeline vers la terre ferme et est vendu à NV Nederlandse Gasunie en vertu de contrats à long terme de livraison/prélèvement. La production pétrolière de Petro-Canada provenant du secteur néerlandais est surtout tirée du champ Hanze (participation de concessionnaire de 45 % de Petro-Canada) exploité par Petro-Canada. Le pétrole provenant de la plateforme Hanze est exporté par un pétrolier réservé à cet usage, dont la cargaison est vendue sur le marché au comptant dans le nord-ouest de l'Europe. Petro-Canada détient également une participation de 12 % dans l'installation de stockage terrestre de gaz Bergen exploitée par BP p.l.c.

En 2004, des progrès ont été réalisés relativement à un nouveau projet de mise en valeur pétrolière, le projet De Ruyter, les principaux contrats ayant été attribués avant la fin de l'exercice. Le champ, situé dans le sud de la mer du Nord, à environ 60 kilomètres au nord-ouest de La Haye, sera mis en valeur à l'aide d'une plateforme gravitaire semblable à celle de Hanze. Une production de 10 000 b/j nets pour Petro-Canada en période de production de pointe devrait être atteinte vers la fin de 2006. Le pétrole brut sera exporté vers la terre ferme par un pétrolier faisant la navette. Les exportations de gaz seront effectuées au moyen d'un raccordement à un pipeline existant.

Afrique du Nord/Proche-Orient

La région clé de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient représente une partie importante de la production du secteur International de Petro-Canada.

En Syrie, les participations productrices de Petro-Canada sont regroupées en vertu de contrats de partage de la production (CPP) conclus avec Syria Shell Petroleum Development B.V. et la Syrian Petroleum Company. Cette coentreprise, exploitée sous la dénomination Al Furat Petroleum Company (AFPC), produit environ 50 % de la production syrienne. AFPC produit du pétrole et du gaz naturel provenant de plus de 30 champs répartis dans trois concessions. Les participations de concessionnaire de Petro-Canada varient entre 33 % et 37,5 % dans chacun de ces champs. L'objectif à court terme d'AFPC est de minimiser la baisse du rythme de production et de maximiser la récupération à partir de ces champs parvenus à maturité. Au milieu de 2003, Petro-Canada, de concert avec Syria Shell Petroleum Development B.V., a mis au point les dernières dispositions d'une entente avec le gouvernement de la Syrie qui confère des droits sur des réserves profondes et latérales se trouvant dans le périmètre existant. L'entente s'ajoute aux trois CPP existants. Le pétrole produit par la coentreprise est exporté par le pipeline de la Syrian Company for Oil Transport jusqu'au terminal côtier Baniyas. La production de gaz naturel est vendue au sein du réseau national syrien.

En 2003, Petro-Canada a signé un CPP à l'égard de l'exploration du bloc II avec le gouvernement de la Syrie et la Syrian Petroleum Company. Petro-Canada détient la totalité des intérêts à titre d'exploitant aux termes du CPP. Le programme de travaux comprend le retraitement des données sismiques existantes et l'acquisition de nouvelles données sismiques ainsi que le forage de deux puits d'exploration. Le bloc se trouve dans le nord-est de la Syrie et il est situé à une distance raisonnable de l'infrastructure existante pour pouvoir en bénéficier. En 2004, Petro-Canada a entrepris un important programme de collecte de données sur le bloc en prévision d'une campagne sismique 2D et 3D en 2005.

En Libye, Petro-Canada est un des principaux producteurs du pays, grâce à sa participation de 49 % dans Veba Oil Operations (VOO), coentreprise formée avec la National Oil Corporation de Libye (NOC). La majeure partie du pétrole libyen est un pétrole brut à basse teneur en soufre de grande qualité. La Libye étant membre de l'OPEP, la production libyenne peut être limitée par les quotas fixés par l'OPEP.

La production de Petro-Canada par le truchement de la coentreprise VOO provient de trois concessions qui regroupent les activités d'exploitation de plus de 20 champs et une entente d'exploration et de partage de la production portant sur les champs pétrolifères En Naga North et En Naga West. Petro-Canada détient aussi une participation relative au terminal d'exportation Ras Lanuf et à divers pipelines, par le truchement desquels la majorité de la production est exportée. Petro-Canada vend actuellement sa production à la NOC par contrat.

En Algérie, la soumission de Petro-Canada a été retenue à l'égard du bloc Zotti dans le cadre du quatrième cycle d'octrois de concessions en Algérie. Petro-Canada, qui détient la totalité des intérêts de concessionnaire, est l'exploitant de ce bloc. L'octroi a été approuvé définitivement par le gouvernement vers la fin de 2004 et les travaux de préparation sont en cours en vue d'une campagne sismique 2D et du forage d'un puits en 2005.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2004, Petro-Canada a abandonné le CPP qu'elle avait signé avec SONATRACH, la société pétrolière nationale d'Algérie, relativement au bloc Tinrherth. Ce contrat comprenait une participation de 70 % dans le champ pétrolifère Tamadanet, qui produisait environ 600 b/j à la fin de l'année. Les conditions définitives du règlement seront convenues au cours de la première partie de l'année 2005.

En Tunisie, Petro-Canada est l'exploitant du bloc Melitta, situé principalement au large de la mer Méditerranée et dans lequel elle détient une participation de 72,5 %. Après l'annonce dans la gazette officielle par les autorités vers la fin de 2004, Petro-Canada se prépare à forer les deux premiers puits d'exploration. À la fin de l'exercice 2004,

Petro-Canada a abandonné le permis d'exploration relatif au bloc Tatouine, qui s'étend dans le centre-sud de la Tunisie.

En février 2004, la Société a mené à bien la vente d'un actif secondaire, soit une participation de 40 % dans la licence Temir, au Kazakhstan (y compris le champ pétrolière Saigak).

Nord de l'Amérique latine

Dans le Nord de l'Amérique latine, Petro-Canada concentre ses activités à Trinité, où elle détient une participation de concessionnaire de 17 % dans le projet gazier extracôtier North Coast Marine Area 1 (NCMA-1) exploité par BG Group plc (*British Gas*). Le CPP vise la mise en valeur continue de trois champs gazéifères – Hibiscus, Poinsettia et Chaconia. La mise en valeur initiale des champs, y compris la mise en service de la plateforme de production Hibiscus, a été achevée en août 2002, et la production de gaz naturel a été lancée au troisième trimestre de 2002. La production est acheminée par pipeline à l'installation de GNL exploitée par Atlantic LNG à Point Fortin en vue de sa liquéfaction et de sa vente subséquente sur les marchés des États-Unis.

Dans l'ouest du Venezuela, Petro-Canada détient une participation de concessionnaire de 50 % dans le bloc La Ceiba, le long de la rive orientale du lac Maracaibo. En 2003, Petroleos de Venezuela, S.A., la société pétrolière nationale du Venezuela, a approuvé un accord visant un essai de production supplémentaire devant évaluer la viabilité commerciale de la découverte de pétrole La Ceiba. L'essai de production supplémentaire mené dans le bloc La Ceiba a commencé au quatrième trimestre de 2004. Lorsque le programme d'essai de trois mois sera achevé, les résultats seront évalués en vue de la détermination de la viabilité commerciale.

Production et prix en amont

Le tableau suivant indique la production quotidienne moyenne de pétrole brut classique, de LGN, de bitume, de pétrole brut synthétique (produit par procédé minier) et de gaz naturel de Petro-Canada, avant et après redevances, pour les exercices indiqués.

PRODUCTION QUOTIDIENNE MOYENNE DE PÉTROLE BRUT, DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL, DE BITUME, DE PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE ET DE GAZ NATUREL

	Exercices terminés les 31 décembre					
	2004		2003		2002 ¹	
	Avant redevances	Après redevances	Avant redevances	Après redevances	Avant redevances	Après redevances
Pétrole brut et équivalents (en milliers de b/j)						
Pétrole de la côte Est	78,2	75,1	86,1	84,0	71,9	70,9
Sables pétrolières ²	45,2	44,8	36,1	35,7	28,6	28,2
Gaz naturel nord-américain	15,3	11,4	16,9	12,6	18,9	14,2
Nord-Ouest de l'Europe	40,4	40,4	37,7	37,7	27,1	27,1
Afrique du Nord/Proche-Orient	126,6	67,4	143,1	77,9	98,4	48,1
Total - pétrole brut et liquides de gaz naturel	<u>305,7</u>	<u>239,1</u>	<u>319,9</u>	<u>247,9</u>	<u>244,9</u>	<u>188,5</u>
Production de gaz naturel (en millions de pi³/j)						
Gaz naturel nord-américain	695	530	693	521	722	557
Nord-Ouest de l'Europe	85	85	80	80	60	60
Afrique du Nord/Proche-Orient	21	3	32	6	30	8
Nord de l'Amérique latine	72	51	63	63	13	13
Total - gaz naturel	<u>873</u>	<u>669</u>	<u>868</u>	<u>670</u>	<u>825</u>	<u>638</u>
Production totale³ (en milliers de bep/j)						
	<u>451</u>	<u>351</u>	<u>465</u>	<u>360</u>	<u>382</u>	<u>295</u>
Réserves prouvées de pétrole et de LGN⁴ (en millions de barils)						
	801	674	796	650	830	657
Réserves prouvées de gaz naturel (en billions de pi³)						
	2,5	2,0	2,5	2,0	2,8	2,1

1. Presque toute la production du secteur International en 2002 a été acquise avec prise d'effet le 2 mai 2002.
2. Comprend la production de pétrole brut synthétique provenant de l'exploitation de Syncrude par procédé minier.
3. Le gaz naturel est converti en son équivalent pétrole à raison de 6 000 pi³ de gaz par bep.
4. Comprend les réserves de pétrole brut synthétique provenant de l'exploitation de Syncrude par procédé minier.

Le tableau suivant indique la production quotidienne moyenne de pétrole brut classique, de LGN, de bitume, de pétrole brut synthétique et de gaz naturel de Petro-Canada, avant redevances, par trimestre pour les exercices indiqués.

PRODUCTION QUOTIDIENNE MOYENNE DE PÉTROLE BRUT, DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL, DE BITUME, DE PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE ET DE GAZ NATUREL AVANT REDEVANCES PAR TRIMESTRE

	2004				2003			
	Trimestres terminés les				Trimestres terminés les			
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Pétrole brut et équivalents (en milliers de b/j)								
Pétrole de la côte Est	87,5	85,4	71,5	68,4	83,4	92,4	81,2	87,5
Sables pétrolifères ¹	47,4	40,7	45,4	47,1	35,8	30,3	37,4	40,8
Gaz naturel nord-américain	15,1	13,7	15,7	16,9	18,8	17,2	15,8	15,6
Nord-Ouest de l'Europe	46,8	43,7	36,6	34,8	42,3	39,9	30,0	38,9
Afrique du Nord/ Proche-Orient	135,1	127,1	122,8	121,5	140,9	145,7	144,4	141,3
Total - pétrole brut et équivalents	331,9	310,6	292,0	288,7	321,2	325,5	308,8	324,1
Gaz naturel (en millions de pi³/j)								
Gaz naturel nord-américain	677	691	690	720	714	680	683	694
Nord-Ouest de l'Europe	104	85	79	74	96	78	56	90
Afrique du Nord/Proche-Orient	21	21	20	23	33	35	33	28
Nord de l'Amérique latine	67	71	74	74	49	62	69	74
Total - gaz naturel	869	868	863	891	892	855	841	886
Production totale² (en milliers de bep/j)	477	455	436	437	470	468	449	472

1. Comprend la production de pétrole brut synthétique provenant de l'exploitation de Syncrude par procédé minier.

2. Le gaz naturel est converti en son équivalent pétrole à raison de 6 000 pi³ de gaz par bep.

Le tableau suivant indique la production quotidienne moyenne de pétrole brut classique, de LGN, de bitume, de pétrole brut synthétique et de gaz naturel de Petro-Canada, après redevances, par trimestre pour les exercices indiqués.

PRODUCTION QUOTIDIENNE MOYENNE DE PÉTROLE BRUT, DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL, DE BITUME, DE PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE ET DE GAZ NATUREL APRÈS REDEVANCES PAR TRIMESTRE

	2004				2003			
	Trimestres terminés les				Trimestres terminés les			
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Pétrole brut et équivalents (en milliers de b/j)								
Pétrole de la côte Est	85,0	82,4	68,2	65,2	81,6	90,7	78,7	85,2
Sables pétrolifères ¹	47,0	40,3	45,0	46,5	35,5	30,0	36,9	40,5
Gaz naturel nord-américain	11,1	10,1	11,6	12,6	14,7	12,5	11,8	11,2
Nord-Ouest de l'Europe	46,8	43,7	36,6	34,8	42,3	39,9	30,0	38,9
Afrique du Nord/Proche-Orient	70,6	66,6	65,2	67,5	74,4	76,9	86,0	73,9
Total - pétrole brut et équivalents	260,5	243,1	226,6	226,6	248,5	250,0	243,4	249,7
Gaz naturel (en millions de pi³/j)								
Gaz naturel nord-américain	508	531	522	556	534	499	535	515
Nord-Ouest de l'Europe	104	85	79	74	96	78	55	90
Afrique du Nord/Proche-Orient	3	6	2	—	6	9	7	3
Nord de l'Amérique latine	67	40	49	45	49	62	69	74
Total - gaz naturel	682	662	652	675	685	648	666	682
Production totale² (en milliers de bep/j)	374	353	335	339	363	358	354	363

1. Comprend la production de pétrole brut synthétique provenant de l'exploitation de Syncrude par procédé minier.

2. Le gaz naturel est converti en son équivalent pétrole à raison de 6 000 pi³ de gaz par bep.

Perspectives de production

En 2005, la production tirée des activités d'amont de Petro-Canada devrait diminuer un peu par rapport à 2004, surtout en raison de baisses qui surviendront en Syrie et dans le Nord-Ouest de l'Europe. Le rendement des réservoirs, les résultats des forages, la fiabilité des installations et l'exécution des programmes de révision planifiés dans certaines usines à gaz, de même qu'à Terra Nova, Hibernia et Syncrude comptent parmi les facteurs susceptibles d'influer sur la production en 2005. Les investissements faits dans les projets de croissance existants donneront lieu à une production additionnelle en 2006 et 2007. Les investissements consentis dans le domaine de l'exploration et dans les nouvelles entreprises permettront aussi d'accroître la production du portefeuille d'actifs de la Société.

Le tableau qui suit présente les perspectives de production de Petro-Canada en 2005 quant au pétrole brut classique, aux LGN, au bitume, au pétrole brut synthétique et au gaz naturel en équivalent en pétrole brut avant déduction des redevances.

PRODUCTION CONSOLIDÉE

(en milliers de bep/j)

	Données réelles pour 2004	Prévisions pour 2005 (+/-)
Gaz naturel nord-américain		
– Gaz naturel	116	113
– Liquides	15	14
Pétrole de la côte Est	78	77
Sables pétrolifères		
– Syncrude	29	28
– MacKay River	16	24
International		
– Afrique du Nord/Proche-Orient	130	114
– Nord-Ouest de l'Europe	55	43
– Nord de l'Amérique latine	12	11
Total	<u>451</u>	<u>415 - 440</u>

Le tableau qui suit présente le prix de vente moyen, par pays et/ou régions, du pétrole brut classique, des LGN, du bitume, du pétrole brut synthétique et du gaz naturel produits par Petro-Canada pour les exercices indiqués.

**PRIX MOYENS DU PÉTROLE BRUT, DES LIQUIDES DE GAZ NATUREL,
DU BITUME, DU PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE ET DU GAZ NATUREL**

Prix annuel moyen obtenu	Exercices terminés les 31 décembre		
	2004	2003	2002
Pétrole brut et LGN (\$/baril)			
Pétrole de la côte Est	48,39 \$	39,91 \$	38,84 \$
Sables pétrolifères	39,90	34,97	39,66
Gaz naturel nord-américain	47,02	38,21	32,01
Nord-Ouest de l'Europe	50,37	41,41	41,10
Afrique du Nord/Proche-Orient	47,33	38,49	39,08
Amérique du Nord (\$/baril)			
Prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN	48,17	39,63	37,42
Prix de vente moyen du bitume	18,37	16,69	14,61
Prix de vente moyen du pétrole brut synthétique	52,40	42,67	40,66
Prix moyen du pétrole brut et des LGN, du bitume et du pétrole brut synthétique en Amérique du Nord	45,47	38,42	37,95
International (\$/baril)			
Nord-Ouest de l'Europe – prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN	50,37	41,41	41,10
Afrique du Nord/Proche-Orient – prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN	47,33	38,49	39,08
Prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN pour l'International	48,06	39,10	39,53
Total du pétrole brut et des LGN	46,89 \$	38,80 \$	38,76 \$
Gaz naturel (\$/millier de pi³)			
Gaz naturel nord-américain	6,72 \$	6,50 \$	4,01 \$
Nord-Ouest de l'Europe	5,65	5,42	4,65
Afrique du Nord/Proche-Orient	4,81	4,84	4,85
Nord de l'Amérique latine	4,81	4,01	3,68
Total du gaz naturel	6,41 \$	6,16 \$	4,07 \$

Les tableaux suivants présentent les prix moyens obtenus pour les produits par Petro-Canada et les rentrées nettes, le bénéfice net et la production avant redevances de Petro-Canada pour le Gaz naturel nord-américain (équivalent en gaz naturel), le Pétrole de la côte Est (pétrole brut classique), les Sables pétrolifères (pétrole brut synthétique et bitume) et les régions du secteur International (équivalent en pétrole brut) au cours des exercices indiqués.¹

Petro-Canada contrôle les coûts de production et les charges imputées aux résultats par secteurs d'activité ou régions plutôt que par produits. Par conséquent, les rentrées nettes et le bénéfice net unitaires se rapportant à un secteur d'activité ou à une région qui produit une combinaison de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN sont calculés selon l'équivalent en pétrole ou en gaz. Dans le secteur du Gaz naturel nord-américain, la majeure partie de la production de pétrole brut et de LGN est associée à la production de gaz naturel. Dans la région de l'Afrique du Nord/Proche-Orient, la production de gaz naturel et de LGN est relativement peu importante et est liée à la production de pétrole brut. Dans le Nord-Ouest de l'Europe, la production de pétrole brut et la production associée de gaz naturel et de LGN représentent environ 74 % de la production totale selon l'équivalent pétrole.

¹ Certaines données comparatives pour 2003 et 2002 ont été retraitées.

GAZ NATUREL NORD-AMÉRICAIN

(en dollars par millier de pi³ d'équivalent, sauf indication contraire)

	2004 – Trimestres terminés les					2003 – Trimestres terminés les					Total 2003	Total 2002
	31 mars	30 juin	30 sept. ¹	31 déc. ¹	Total 2004 ¹	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.			
Prix moyen obtenu	6,50	7,03	6,81	7,19	6,89	8,10	6,52	6,03	5,34	6,51	4,19	
Redevances	(1,63)	(1,64)	(1,68)	(1,65)	(1,65)	(2,01)	(1,72)	(1,32)	(1,38)	(1,61)	(0,96)	
Charges d'exploitation	(0,65)	(0,76)	(0,82)	(0,75)	(0,74)	(0,54)	(0,59)	(0,62)	(0,62)	(0,59)	(0,51)	
Rentrées nettes	4,22	4,63	4,31	4,79	4,50	5,55	4,21	4,09	3,34	4,31	2,72	
Charges indirectes (frais généraux et administratifs) ²	(0,17)	(0,16)	(0,16)	(0,26)	(0,19)	(0,15)	(0,15)	(0,16)	(0,14)	(0,15)	(0,12)	
Rentrées nettes après charges indirectes	4,05	4,47	4,15	4,53	4,31	5,40	4,06	3,93	3,20	4,16	2,60	
Produits du traitement et autres	0,04	0,02	0,06	0,11	0,06	0,04	0,03	0,07	(0,05)	0,02	0,01	
Frais d'exploration	(0,25)	(0,22)	(0,36)	(0,36)	(0,30)	(0,35)	(0,17)	(0,31)	(0,32)	(0,29)	(0,31)	
Dépréciation, épuisement et amortissement	(1,04)	(1,07)	(1,14)	(1,16)	(1,10)	(0,95)	(0,96)	(0,97)	(0,96)	(0,96)	(0,90)	
Impôts sur le bénéfice et autres	(0,99)	(1,21)	(1,05)	(1,23)	(1,12)	(1,72)	(1,10)	(1,23)	(0,73)	(1,20)	(0,63)	
Bénéfice net	1,81	1,99	1,66	1,89	1,85	2,42	1,86	1,49	1,14	1,73	0,77	
Production (en milliards de pi ³ d'équivalent)	69,8	70,4	72,2	75,6	288,0	74,5	71,3	71,5	72,5	289,8	304,8	

PÉTROLE DE LA CÔTE EST

(en \$/b, sauf indication contraire)

	2004 – Trimestres terminés les					2003 – Trimestres terminés les					Total 2003	Total 2002
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total 2004	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.			
Prix moyen obtenu	42,73	47,51	54,43	50,29	48,39	46,84	35,79	38,93	38,66	39,91	38,84	
Redevances	(1,19)	(1,66)	(2,56)	(2,38)	(1,89)	(0,99)	(0,67)	(1,16)	(1,03)	(0,95)	(0,55)	
Charges d'exploitation	(2,54)	(2,48)	(3,29)	(2,66)	(2,72)	(2,64)	(2,49)	(2,88)	(2,82)	(2,70)	(3,34)	
Rentrées nettes	39,00	43,37	48,58	45,25	43,78	43,21	32,63	34,89	34,81	36,26	34,95	
Charges indirectes (frais généraux et administratifs) ²	(0,14)	(0,16)	(0,20)	(0,18)	(0,17)	–	(0,25)	(0,22)	(0,24)	(0,18)	(0,12)	
Rentrées nettes après charges indirectes	38,86	43,21	48,38	45,07	43,61	43,21	32,38	34,67	34,57	36,08	34,83	
Produits du traitement et autres	5,81	(0,03)	0,24	–	1,66	–	–	–	3,05	0,78	–	
Dépréciation, épuisement et amortissement	(8,87)	(9,00)	(9,18)	(9,17)	(9,05)	(8,26)	(8,25)	(8,43)	(8,76)	(8,42)	(9,13)	
Impôts sur le bénéfice et autres	(11,35)	(10,85)	(12,75)	(11,56)	(11,58)	(10,87)	(4,78)	(8,93)	(10,57)	(8,70)	(7,91)	
Bénéfice net	24,45	23,33	26,69	24,34	24,64	24,08	19,35	17,31	18,29	19,74	17,79	
Production (en millions de barils)	8,0	7,8	6,5	6,3	28,6	7,5	8,4	7,5	8,0	31,4	26,3	

SYNCRUDE

(en \$/b, sauf indication contraire)

	2004 – Trimestres terminés les				Total 2004	2003 – Trimestres terminés les				Total 2003	Total 2002
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.		31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.		
Prix moyen obtenu	45,34	\$ 51,41	\$ 54,81	\$ 58,58	\$ 52,40	\$ 50,79	\$ 41,46	\$ 40,80	\$ 38,80	\$ 42,67	\$ 40,66
Redevances	(0,45)	(0,52)	(0,55)	(0,96)	(0,61)	(0,52)	(0,42)	(0,59)	(0,39)	(0,48)	(0,44)
Charges d'exploitation	(18,54)	(22,70)	(19,97)	(23,66)	(21,13)	(26,40)	(26,10)	(18,01)	(26,56)	(23,94)	(19,77)
Rentrées nettes	26,35	28,19	34,29	33,96	30,66	23,87	14,94	22,20	11,85	18,25	20,45
Dépréciation, épuisement et amortissement	(1,79)	(1,80)	(1,79)	(1,79)	(1,79)	(1,75)	(1,79)	(1,79)	(1,79)	(1,78)	(1,75)
Impôts sur le bénéfice et autres	(7,35)	(8,83)	(10,57)	(10,60)	(9,31)	(7,56)	1,06	(7,05)	(7,50)	(5,26)	(6,30)
Bénéfice net	<u>17,21</u>	<u>\$ 17,56</u>	<u>\$ 21,93</u>	<u>\$ 21,57</u>	<u>\$ 19,56</u>	<u>\$ 14,56</u>	<u>\$ 14,21</u>	<u>\$ 13,36</u>	<u>\$ 2,56</u>	<u>\$ 11,21</u>	<u>\$ 12,40</u>
Production (en millions de barils)	2,8	2,5	2,7	2,5	10,5	2,0	2,3	2,7	2,3	9,3	10,0

MACKAY RIVER

(en \$/b, sauf indication contraire)

	2004 – Trimestres terminés les				Total 2004	2003 – Trimestres terminés les				Total 2003
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.		31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	
Prix moyen obtenu	19,10	\$ 19,61	\$ 25,15	\$ 11,41	\$ 18,37	\$ 22,60	\$ 14,88	\$ 15,66	\$ 13,08	\$ 16,69
Redevances	(0,16)	(0,15)	(0,22)	(0,11)	(0,16)	(0,18)	(0,05)	(0,08)	(0,10)	(0,12)
Charges d'exploitation	(18,40)	(30,32)	(20,08)	(17,76)	(20,98)	(18,53)	(44,32)	(26,38)	(16,65)	(22,34)
Rentrées nettes	0,54	(10,86)	4,85	(6,46)	(2,77)	3,89	(29,49)	(10,80)	(3,67)	(5,77)
Charges indirectes (frais généraux et administratifs) ²	(0,78)	(1,09)	(0,96)	(0,80)	(0,89)	(0,97)	(2,71)	(2,30)	(0,85)	(1,39)
Rentrées nettes après charges indirectes	(0,24)	(11,95)	3,89	(7,26)	(3,66)	2,92	(32,20)	(13,10)	(4,52)	(7,16)
Produits du traitement et autres	–	–	–	(0,01)	–	–	–	0,22	–	0,04
Frais d'exploration	(0,04)	(0,05)	–	(0,02)	(0,03)	(0,31)	(0,10)	(0,01)	(0,01)	(0,11)
Dépréciation, épuisement et amortissement	(3,10)	(3,37)	(3,14)	(3,09)	(3,16)	(3,10)	(4,12)	(3,51)	(3,09)	(3,29)
Impôts sur le bénéfice et autres	1,20	4,47	(0,36)	2,78	1,94	0,16	13,37	5,04	1,69	3,24
Bénéfice net	<u>(2,18)</u>	<u>\$ (10,90)</u>	<u>\$ 0,39</u>	<u>\$ (7,60)</u>	<u>\$ (4,91)</u>	<u>\$ (0,33)</u>	<u>\$ (23,05)</u>	<u>\$ (11,36)</u>	<u>\$ (5,93)</u>	<u>\$ (7,28)</u>
Production (en millions de barils)	1,5	1,2	1,6	1,8	6,1	1,1	0,5	0,8	1,5	3,9

NORD-OUEST DE L'EUROPE ^{3,4}
(en \$/bep, sauf indication contraire)

	2004 – Trimestres terminés les					2003 – Trimestres terminés les				Total 2003	Total 2002
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total 2004	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.		
Prix moyen obtenu ⁵	41,00	\$ 44,71	\$ 49,99	\$ 50,46	\$ 46,08	\$ 45,12	\$ 34,02	\$ 36,32	\$ 38,12	\$ 38,69	\$ 38,41
Charges d'exploitation	(6,50)	(7,81)	(9,04)	(8,65)	(7,89)	(5,12)	(5,73)	(9,26)	(8,22)	(6,90)	(7,19)
Rentrées nettes	34,50	36,90	40,95	41,81	38,19	40,00	28,29	27,06	29,90	31,79	31,22
Charges indirectes (frais généraux et administratifs) ²	(0,37)	(0,90)	(0,38)	(2,44)	(0,96)	(0,77)	(0,62)	(1,35)	(0,67)	(0,82)	(0,89)
Rentrées nettes après charges indirectes	34,13	36,00	40,57	39,37	37,23	39,23	27,67	25,71	29,23	30,97	30,33
Produits du traitement et autres	5,78	(4,97)	(2,75)	0,83	(0,07)	1,80	(0,17)	0,43	1,61	0,98	0,50
Frais d'exploration	(0,52)	(3,79)	(1,45)	(3,55)	(2,25)	(0,55)	(1,83)	(0,38)	(1,77)	(1,17)	(0,90)
Dépréciation, épuisement et amortissement	(13,48)	(13,67)	(13,78)	(12,94)	(13,48)	(11,87)	(11,71)	(11,07)	(10,70)	(11,37)	(11,20)
Impôts sur le bénéfice et autres	(10,69)	(5,57)	(8,91)	(7,85)	(8,32)	(11,92)	(4,79)	(5,80)	(8,17)	(7,90)	(5,45)
Bénéfice net	15,22	\$ 8,00	\$ 13,68	\$ 15,86	\$ 13,11	\$ 16,69	\$ 9,17	\$ 8,89	\$ 10,20	\$ 11,51	\$ 13,28
Production (en millions de bep)	5,8	5,3	4,6	4,3	20,0	5,2	4,8	3,6	5,0	18,6	13,5

AFRIQUE DU NORD/PROCHE-ORIENT ^{3,6}
(en \$/bep, sauf indication contraire)

	2004 – Trimestres terminés les					2003 – Trimestres terminés les				Total 2003	Total 2002
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total 2004	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.		
Prix moyen obtenu ⁵	40,47	\$ 46,49	\$ 53,04	\$ 47,95	\$ 46,86	\$ 45,08	\$ 34,10	\$ 37,64	\$ 36,94	\$ 38,39	\$ 38,73
Redevances	(19,49)	(22,20)	(25,36)	(21,04)	(21,98)	(21,51)	(16,18)	(17,91)	(17,92)	(18,35)	(19,79)
Produits nets	20,98	24,29	27,68	26,91	24,88	23,57	17,92	19,73	19,02	20,04	18,94
Charges d'exploitation	(4,91)	(4,60)	(4,20)	(4,54)	(4,57)	(4,61)	(2,98)	(4,19)	(3,72)	(3,87)	(4,18)
Rentrées nettes	16,07	19,69	23,48	22,37	20,31	18,96	14,94	15,54	15,30	16,17	14,76
Charges indirectes (frais généraux et administratifs) ²	(0,48)	(0,56)	(0,52)	(0,40)	(0,49)	(0,40)	(0,48)	(0,51)	(0,53)	(0,48)	(0,22)
Rentrées nettes après charges indirectes	15,59	19,13	22,96	21,97	19,82	18,56	14,46	15,03	14,77	15,69	14,54
Produits du traitement et autres	0,76	(0,04)	0,12	(1,52)	(0,15)	(0,44)	0,01	2,05	(1,01)	0,17	0,27
Frais d'exploration	(0,18)	(0,86)	(0,29)	(0,03)	(0,34)	(0,84)	0,09	(0,16)	(0,06)	(0,24)	(0,23)
Dépréciation, épuisement et amortissement	(4,15)	(4,11)	(4,04)	(4,22)	(4,13)	(3,13)	(3,27)	(3,20)	(3,15)	(3,19)	(3,01)
Impôts sur le bénéfice et autres	(9,45)	(12,14)	(15,96)	(12,23)	(12,39)	(12,11)	(10,23)	(9,58)	(10,06)	(10,49)	(8,82)
Bénéfice net	2,57	\$ 1,98	\$ 2,79	\$ 3,97	\$ 2,81	\$ 2,04	\$ 1,06	\$ 4,14	\$ 0,49	\$ 1,94	\$ 2,75
Production (en millions de bep)	12,5	11,9	11,6	11,5	47,5	13,1	13,5	13,5	13,2	53,3	37,5

NORD DE L'AMÉRIQUE LATINE ^{3,7}
(en dollars par millier de pi³, sauf indication contraire)

	2004 – Trimestres terminés les					2003 – Trimestres terminés les					Total 2003	Total 2002
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total 2004	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.			
Prix moyen obtenu	4,72	\$ 4,99	\$ 4,24	\$ 5,30	\$ 4,81	4,93	4,39	3,85	3,23	4,01	3,68	
Redevances	–	(0,62)	(1,43)	(2,02)	(1,05)	–	–	–	–	–	(0,07)	
Produits nets	4,72	4,37	2,81	3,28	3,76	4,93	4,39	3,85	3,23	4,01	3,61	
Charges d'exploitation	(0,13)	(0,19)	(0,07)	(0,09)	(0,12)	(0,16)	(0,18)	(0,29)	0,02	(0,15)	(0,48)	
Rentrées nettes	4,59	4,18	2,74	3,19	3,64	4,77	4,21	3,56	3,25	3,86	3,13	
Charges indirectes (frais généraux et administratifs) ²	(0,08)	(0,12)	(0,13)	(0,19)	(0,13)	(0,05)	(0,12)	(0,06)	(0,05)	(0,07)	(0,21)	
Rentrées nettes après charges indirectes	4,51	4,06	2,61	3,00	3,51	4,72	4,09	3,50	3,20	3,79	2,92	
Produits du traitement et autres	(0,04)	0,02	(0,07)	(0,07)	(0,04)	(0,71)	(0,81)	(0,21)	(0,56)	(0,55)	–	
Dépréciation, épuisement et amortissement	(0,59)	(0,57)	(0,58)	(0,54)	(0,57)	(0,83)	(0,82)	(0,80)	(0,80)	(0,81)	(0,35)	
Impôts sur le bénéfice et autres	(1,51)	(2,60)	(1,13)	(1,28)	(1,62)	(1,02)	(0,28)	(0,51)	(0,96)	(0,68)	(0,35)	
Bénéfice net	2,37	\$ 0,91	\$ 0,83	\$ 1,11	\$ 1,28	\$ 2,16	\$ 2,18	\$ 1,98	\$ 0,88	\$ 1,75	\$ 2,22	
Production (en milliards de pi ³)	6,1	6,4	6,8	6,8	26,1	4,4	5,7	6,3	6,8	23,2	4,9	

1. Le Gaz naturel nord-américain comprend les Rocheuses américaines après la date d'acquisition, soit le 28 juillet 2004.
2. Tranche des charges du siège social attribuée à la production.
3. Le Nord-Ouest de l'Europe et l'Afrique du Nord/Proche-Orient comprennent du pétrole brut classique, des LGN et du gaz naturel selon l'équivalent en pétrole brut. Le Nord de l'Amérique latine comprend uniquement du gaz naturel.
4. Les réserves dans le Nord-Ouest de l'Europe 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. Le prix moyen pour le Nord-Ouest de l'Europe et l'Afrique du Nord/Proche-Orient comprend du pétrole brut classique, des LGN et du gaz naturel selon l'équivalent en pétrole brut.
6. Exclut le Kazakhstan, qui a été vendu en 2004.
7. Les réserves de gaz naturel à Trinité sont détenues en vertu d'une entente de partage de la production conclue avec le gouvernement. La part de l'État est divisée entre la redevance et l'impôt aux fins de la présentation de l'information au Canada.

Réserves

À la fin de l'exercice 2004, les réserves prouvées avant redevances totalisaient 1 214 millions de bep, y compris 331 millions de bep de pétrole brut synthétique associé à l'exploitation des Sables pétrolifères par procédé minier. Cette quantité est un peu inférieure aux 1 220 millions de bep des réserves à la fin de l'exercice 2003. Les activités d'exploration, de mise en valeur et d'acquisition ont toutes contribué au remplacement général des réserves de la Société. En raison d'un rendement plus élevé que prévu du réservoir à Hibernia, Petro-Canada a revu à la hausse l'estimation de ses réserves sur la durée de vie du champ, qu'elle a fait passer de 835 millions de barils à 940 millions de barils (ou de 167 millions de barils nets à 188 millions de barils nets revenant à Petro-Canada). Cette révision a ajouté plus de 15 millions de barils aux réserves prouvées à Hibernia à la fin de l'exercice 2004. Toutefois, afin de se conformer aux exigences de la SEC quant à l'utilisation des prix et des coûts en vigueur à la date de l'estimation des réserves, la Société a reclassé 22 millions de barils de réserves prouvées de bitume de son projet de mise en valeur de MacKay River parmi les réserves probables. Ce reclassement reflète des écarts anormalement élevés entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd ainsi que la hausse des coûts relatifs au pétrole brut synthétique (utilisé dans le mélange pour le transport du bitume vers le marché) à la fin de l'exercice 2004. Ce facteur n'a pas eu d'incidence financière sur la Société, et Petro-Canada continue de croire que ses réserves et ressources de bitume font partie intégrante de son portefeuille de croissance général. Sans ce reclassement, la Société aurait remplacé 110 % de sa production de 2004.

Dans le cadre de la stratégie de remplacement des réserves à long terme de Petro-Canada, la Société a ajouté une capacité d'exploration et prévu un financement additionnel, surtout à l'échelle internationale, pour élaborer un programme d'exploration équilibré visant à accroître la base de réserves au fil du temps. En particulier, Petro-Canada ciblera des réserves de longue durée et tentera de concentrer davantage ses participations dans des propriétés dont elle est l'exploitant. L'objectif de la Société est d'établir un portefeuille de croissance qui regroupe des occasions représentant une gamme équilibrée de risques et de récompenses. Les terrains d'exploration récemment acquis en

Syrie, en Tunisie, en Algérie et en mer du Nord sont de premiers exemples d'initiatives dans le secteur International. Au Canada, Petro-Canada continue d'exploiter des occasions au large de la côte Est et au nord du 60^e parallèle. Dans l'Ouest du Canada, la Société prévoit accroître graduellement son programme d'exploration en vue d'améliorer le remplacement des réserves.

Afin d'harmoniser la façon dont elle présente son information relative au pétrole et au gaz à la fois au Canada et aux États-Unis, Petro-Canada a demandé et obtenu certaines dispenses relativement aux exigences de présentation de l'information sur les réserves qui sont énoncées dans le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (Règlement 51-101)*, qui a été adopté en 2003 par les autorités canadiennes en valeurs mobilières. Ces dispenses permettent à Petro-Canada de faire appel à son propre personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés pour la préparation des estimations des réserves de Petro-Canada et de présenter l'information sur les réserves selon les normes de la SEC et du Financial Accounting Standards Board (*FASB*).

Petro-Canada est convaincue que l'utilisation de son propre personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés, qui connaissent bien les éléments d'actif pétroliers et gaziers de la Société parce que c'est sur ceux-ci que porte leur travail quotidien, combinée avec l'évaluation de ses processus relatifs aux réserves et de ses estimations des réserves par des tiers indépendants, procure un niveau de confiance dans ses données relatives aux réserves qui est au moins aussi bon que celui qui serait obtenu si le travail était effectué uniquement par un tiers.

Les évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada déterminent les données relatives aux réserves et les quantités de réserves de la Société en fonction de principes, de méthodes et de pratiques applicables à l'échelle de l'entreprise. Ces principes, méthodes et pratiques concernant les réserves sont conformes aux exigences de la réglementation canadienne, de la réglementation de la SEC et de la *Standard of Practice for the Evaluation of Oil and Gas Reserves for Public Disclosure* de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta.

Pour confirmer la qualité de ses principes, méthodes et pratiques concernant les réserves, ainsi que des estimations des réserves effectuées à l'interne, Petro-Canada a recours aux services d'évaluateurs/vérificateurs techniques qualifiés indépendants. Pour 2004, les experts-conseils indépendants spécialistes des études de gisements de pétrole Sproule Associates Limited (*Sproule*) et Gaffney, Cline & Associates Ltd. (*GCA*) ont mené des évaluations des réserves d'hydrocarbures de Petro-Canada. GCA a réalisé une vérification indépendante de 78 % des réserves prouvées de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN de la Société à l'extérieur de l'Amérique du Nord. De même, Sproule a vérifié 77 % des réserves prouvées classiques canadiennes de Petro-Canada et examiné les réserves de Syncrude. Sproule a également fait une évaluation des réserves prouvées, probables et possibles de Petro-Canada dans les Rocheuses américaines. Les rapports des vérificateurs/évaluateurs indépendants ont conclu que les estimations des réserves prouvées de Petro-Canada à la fin de l'exercice 2004 étaient raisonnables.

Sproule et GCA ont également vérifié les principes, les méthodes et les pratiques de Petro-Canada en matière de réserves. Ils ont conclu que les normes de comptabilisation des réserves de Petro-Canada sont conformes à la réglementation applicable en matière de présentation de l'information, que la direction respecte ces normes et que le processus relatif aux réserves est exécuté d'une manière et selon des normes conformes aux pratiques des vérificateurs. De plus, le cabinet PricewaterhouseCoopers s.r.l., à titre de vérificateurs internes contractuels, a évalué les processus de contrôle de gestion non techniques utilisés pour l'établissement des réserves.

De l'information détaillée au sujet des réserves prouvées de pétrole brut, de LGN, de gaz naturel, de bitume et de pétrole brut synthétique de Petro-Canada tant avant qu'après redevances est présentée à la suite de cette rubrique.

Processus de gestion des réserves de Petro-Canada

Petro-Canada compte un processus bien établi de gestion des réserves dont les principaux éléments sont les suivants :

Comité directeur sur les réserves : Présidé par la vice-présidente principale, Gaz naturel nord-américain, le Comité directeur sur les réserves se réunit régulièrement pour régler les questions se rapportant aux processus d'évaluation des réserves et de présentation de l'information sur les réserves. Ce comité est formé de dirigeants représentant chaque secteur d'activité d'amont, de même que les Finances au sein des Services partagés et les Services juridiques.

Gestion des études de gisements : Un ou plusieurs superviseurs responsables des études de gisements sont chargés de l'orientation fonctionnelle des études de gisements au sein de chaque secteur d'amont. Les superviseurs veillent à ce que les normes, processus et contrôles d'assurance de la qualité appropriés soient utilisés dans le cadre des études de gisements, y compris l'évaluation des réserves. À titre d'évaluateurs de réserves qualifiés responsables, les superviseurs signent les évaluations annuelles des réserves de leurs territoires respectifs.

Définitions, principes, procédures et pratiques se rapportant aux réserves : Petro-Canada a mis au point des principes, procédures et pratiques internes pour aider le personnel d'évaluation à l'échelle de l'entreprise. Ceux-ci sont conçus pour répondre aux obligations d'information internes et externes. Ils sont mis à jour chaque année, sont examinés par le personnel responsable des études de gisements et sont conservés à des fins de référence sur la page Web consacrée aux études de gisements sur l'intranet de Petro-Canada.

Examens de principaux terrains : Chaque année, avant la mise au point du plan d'affaires, les membres de la direction des différents secteurs effectuent une série d'examens des principaux terrains de Petro-Canada. Ces examens visent à assurer une compréhension exacte et à jour de ces biens et des occasions qui y sont associées ainsi qu'une communication appropriée de cette information.

Outils logiciels appliqués aux réserves : Petro-Canada fait appel à un ensemble d'outils de grande qualité dans le cadre de ses études de gisements. Ces logiciels appuient l'analyse des paramètres techniques et économiques nécessaire à l'évaluation des réserves. Une formation et une évaluation de la compétence continues viennent renforcer l'utilisation efficace de ces outils logiciels.

Évaluation/vérification/examen indépendants : Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sont engagés pour procéder à la vérification et/ou à l'évaluation des processus d'évaluation interne de la Société ainsi qu'aux essais qu'ils jugent pertinents en vue d'assurer une évaluation appropriée des réserves de Petro-Canada. La haute direction examine les observations et les recommandations des évaluateurs indépendants et celles-ci servent de points de repère aux fins des activités d'amélioration des processus.

Processus d'examen des réserves et de présentation de l'information s'y rapportant : En décembre de chaque année, la direction de chaque unité commerciale examine les données relatives aux réserves établies par le personnel responsable des études de gisements. En décembre également, le Comité directeur sur les réserves étudie les réserves de fin d'exercice et les rapports provisoires établis par les évaluateurs indépendants de Petro-Canada. Un exemplaire du rapport provisoire sur les réserves est transmis au vérificateur financier externe. En janvier, le rapport définitif sur les réserves est étudié par l'équipe de leadership de la haute direction et le Comité de vérification, des finances et du risque du Conseil d'administration, à qui ont été confiés les rôles et responsabilités du Comité directeur sur les réserves en application du Règlement 51-101.

Les tableaux qui suivent présentent les estimations de la Société concernant les réserves prouvées totales de pétrole brut classique, de LGN, de gaz naturel, de bitume et de pétrole brut synthétique de Petro-Canada au 31 décembre 2004 et la production quotidienne moyenne de 2004 par principaux champs.

EMPLACEMENT DES PRINCIPALES RÉSERVES ET INSTALLATIONS DE PRODUCTION, AVANT DÉDUCTION DES REDEVANCES

Champ/installation de pétrole brut ³	Emplacement	Réserves prouvées ^{1,2} au 31 décembre 2004 (en millions de barils)	Production quotidienne moyenne en 2004 ¹ (en milliers de b/j)
Syncrude	Alberta	331	29
Buzzard	Au large du R.-U.	85	–
Ghani/Zenad Farrud	Libye	43	14
Amal	Libye	42	15
Hibernia	Au large de Terre-Neuve-et-Labrador	35	41
Terra Nova	Au large de Terre-Neuve-et-Labrador	29	37
Ghani Gir/Facha	Libye	21	4
Guillemot West	Au large du R.-U.	15	9
Ferrier	Alberta	13	3
Divers		159	139
Total		773	291

Champ/installation de gaz naturel ³	Emplacement	Réserves prouvées au 31 décembre 2004 (en milliards de pi ³)	Production quotidienne moyenne en 2004 ¹ (en millions de pi ³ /j)
Région de Wildcat Hills	Alberta	481	147
Région de Hanlan	Alberta	327	112
NCMA-1	Au large de Trinité	265	72
Medicine Hat	Alberta	191	39
Région de Jedney/Bubbles	Colombie-Britannique	163	29
Région de Ricinus/Bearberry	Alberta	102	64
Région de Laprise	Colombie-Britannique	102	30
Alderson	Alberta	100	23
Ferrier	Alberta	67	19
Région de Denver-Julesburg	É.-U.	61	10
Divers		615	328
Total		2 474	873

1. Les réserves et la production indiquées dans ce tableau ne comprennent pas les LGN. Les réserves prouvées totales de pétrole brut et de LGN de la Société à la fin de l'exercice 2004 s'élevaient à 801 millions de barils.
2. Les réserves de Syncrude sont constituées de pétrole brut synthétique provenant de l'exploitation des sables pétrolifères par procédé minier.
3. Les champs se trouvent sur la terre ferme, à moins d'indication contraire

Petro-Canada estime que les quantités indiquées des réserves de pétrole brut, de LGN, de gaz naturel, de bitume et de pétrole brut synthétique sont des estimations raisonnables conformes à sa connaissance actuelle des caractéristiques et de l'étendue des formations productrices, mais ces estimations sont susceptibles d'être révisées à la hausse ou à la baisse à mesure que davantage d'information concernant les champs producteurs deviendra disponible, que la technologie s'améliorera et que la situation économique évoluera. Des réserves prouvées additionnelles devraient être comptabilisées dans le cours normal de la mise en valeur continue.

Les tableaux qui suivent présentent, quant au pétrole brut classique, aux LGN, au bitume, au pétrole brut synthétique (produit par procédé minier) et au gaz naturel, les estimations de Petro-Canada concernant les réserves prouvées, avant et après déduction des redevances, pour les exercices indiqués.

RÉSERVES PROUVÉES AVANT REDEVANCES ^{1,2,3,4,5}
(Pétrole brut et équivalents en millions de barils; gaz naturel en milliards de pi³)

	International					Réserves classiques en Amérique du Nord							Exploitation minière de sables pétrolifères Syncrude ¹⁴	Total		
						Gaz naturel nord-américain										
	Nord-Ouest de l'Europe ⁶		Afrique du Nord/Proche-Orient ^{7,8,9,10}		Nord de l'Amérique latine ^{7,11}	Ouest du Canada		Rocheuses américaines		Côte Est ¹²	Sables pétrolifères ¹³	Total des réserves classiques		Pétrole brut synthétique	Pétrole brut et équivalents	Gaz naturel
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Bitume	Pétrole brut, LGN et bitume				
Début de l'exercice 2003	62	160	289	77	341	55	2 181	–	–	68	32	506	324	830	2 759	
Révisions d'estimations antérieures ¹⁵	14	(8)	24	–	–	(1)	6	–	–	35	–	72	15	87	(2)	
Vente de réserves en place	–	(4)	–	–	–	(8)	(25)	–	–	–	–	(8)	–	(8)	(29)	
Achat de réserves en place	3	7	–	–	–	–	13	–	–	–	–	3	–	3	20	
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	–	–	–	–	6	1	106	–	–	–	–	1	–	1	112	
Production	(14)	(29)	(52)	(12)	(23)	(6)	(251)	–	–	(32)	(4)	(108)	(9)	(117)	(315)	
Fin de l'exercice 2003	<u>65</u>	<u>126</u>	<u>261</u>	<u>65</u>	<u>324</u>	<u>41</u>	<u>2 030</u>	<u>–</u>	<u>–</u>	<u>71</u>	<u>28</u>	<u>466</u>	<u>330</u>	<u>796</u>	<u>2 545</u>	
Révisions d'estimations antérieures ¹⁵	12	31	1	(18)	(33)	–	16	–	(14)	26	(22)	17	12	29	(18)	
Vente de réserves en place	–	(1)	(6)	–	–	–	(1)	–	–	–	–	(6)	–	(6)	(2)	
Achat de réserves en place	86	6	–	–	–	–	7	6	109	–	–	92	–	92	122	
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	–	–	–	–	–	2	145	–	–	–	–	2	–	2	145	
Production	(15)	(31)	(46)	(8)	(26)	(5)	(247)	–	(7)	(29)	(6)	(101)	(11)	(112)	(319)	
Fin de l'exercice 2004	<u>148</u>	<u>131</u>	<u>210</u>	<u>39</u>	<u>265</u>	<u>38</u>	<u>1 950</u>	<u>6</u>	<u>88</u>	<u>68</u>	<u>–</u>	<u>470</u>	<u>331</u>	<u>801</u>	<u>2 473</u>	
Réserves prouvées non mises en valeur ¹⁶																
Début de l'exercice 2003	10	22	51	–	275	3	205	–	–	16	17	97	147	244	502	
Fin de l'exercice 2003	–	–	36	–	190	1	82	–	–	16	17	70	165	235	272	
Fin de l'exercice 2004	<u>101</u>	<u>14</u>	<u>21</u>	<u>–</u>	<u>178</u>	<u>1</u>	<u>82</u>	<u>2</u>	<u>24</u>	<u>19</u>	<u>–</u>	<u>144</u>	<u>189</u>	<u>333</u>	<u>298</u>	

RÉSERVES PROUVÉES APRÈS REDEVANCES ^{1,2,3,4,5}
(Pétrole brut et équivalents en millions de barils; gaz naturel en milliards de pi³)

	International					Réserves classiques nord-américaines						Exploitation minière de sables pétrolières Syncrude ¹⁴	Total		
						Gaz naturel nord-américain									
	Nord-Ouest de l'Europe ⁶		Afrique du Nord/Proche-Orient ^{7,8,9,10}		Nord de l'Amérique latine ^{7,11}	Ouest du Canada		Rocheuses américaines		Côte Est ¹²	Sables pétrolières ¹³		Total des réserves classiques	Pétrole brut et gaz naturel	Gaz naturel
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Pétrole brut et LGN	Bitume		Pétrole brut, LGN et bitume		
Début de l'exercice 2003	62	160	183	19	287	43	1 673	–	–	60	31	379	278	657	2 139
Révisions d'estimations antérieures ¹⁵	14	(8)	14	5	6	–	4	–	–	38	1	67	21	88	7
Vente de réserves en place	–	(4)	–	–	–	(7)	(19)	–	–	–	–	(7)	–	(7)	(23)
Achat de réserves en place	2	7	–	–	–	–	10	–	–	–	–	2	–	2	17
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	–	–	–	–	5	1	81	–	–	–	–	1	–	1	86
Production	(14)	(29)	(28)	(2)	(23)	(5)	(190)	–	–	(31)	(4)	(82)	(9)	(91)	(244)
Fin de l'exercice 2003	64	126	169	22	275	32	1 559	–	–	67	28	360	290	650	1 982
Révisions d'estimations antérieures ¹⁵	13	31	3	(8)	(32)	–	20	–	(11)	21	(22)	15	7	22	–
Vente de réserves en place	–	(1)	(3)	–	–	–	(1)	–	–	–	–	(3)	–	(3)	(2)
Achat de réserves en place	86	6	–	–	–	–	5	4	90	–	–	90	–	90	101
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	–	–	–	–	–	2	113	–	–	–	–	2	–	2	113
Production	(15)	(31)	(25)	(1)	(18)	(4)	(188)	–	(6)	(27)	(6)	(77)	(10)	(87)	(244)
Fin de l'exercice 2004	148	131	144	13	225	30	1 508	4	73	61	–	387	287	674	1 950
Réserves prouvées non mises en valeur ¹⁶															
Début de l'exercice 2003	10	22	33	–	232	3	157	–	–	14	16	76	126	202	411
Fin de l'exercice 2003	–	–	23	–	161	1	62	–	–	16	16	56	143	199	223
Fin de l'exercice 2004	101	14	14	–	151	1	65	2	20	16	–	134	161	295	250

1. Afin d'harmoniser la façon dont elle présente son information relative au pétrole et au gaz au Canada et aux États-Unis, Petro-Canada a demandé et obtenu des dispenses de certaines obligations d'information sur les réserves, telles qu'elles sont exposées dans le Règlement 51-101. Ces dispenses permettent à Petro-Canada de faire appel à son propre personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés pour la préparation des estimations de ses réserves et d'établir et de présenter l'information sur les réserves selon les normes de la SEC et du FASB. Cette information sur les réserves peut différer de l'information sur les réserves établie conformément aux normes canadiennes de présentation de l'information prévues dans le Règlement 51-101. Ces différences ont trait à l'exigence imposée par la SEC de présenter uniquement l'information sur les réserves prouvées calculées au moyen de prix et coûts de fin d'exercice constants, alors que le Règlement 51-101 exige la présentation de l'information sur les réserves prouvées à des prix et à des coûts constants et sur les réserves prouvées plus les réserves probables à des prix et à des coûts prévisionnels. De plus, la définition de réserves prouvées n'est pas la même en vertu des exigences de la SEC qu'en vertu du Règlement 51-101. Cependant, cette différence ne devrait pas être importante. Ce point de vue est appuyé par le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (document de référence pour les définitions relatives aux réserves en vertu du Règlement 51-101).

2. Petro-Canada fait appel aux services de tiers évaluateurs/vérificateurs indépendants pour l'évaluation de ses principes, pratiques et procédures relatifs aux réserves et de ses estimations des réserves.
3. Les réserves prouvées avant redevances représentent la participation de concessionnaire de Petro-Canada 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 quantités relatives aux réserves après redevances tiennent compte des droits de redevances prioritaires nets payés et reçus.
4. Les réserves prouvées correspondent aux quantités estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN que l'on croit, avec un degré raisonnable de certitude, pouvoir récupérer au cours des années à venir dans les gisements connus, en fonction des données géologiques et techniques recueillies, dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Les réserves prouvées mises en valeur sont les réserves prouvées que l'on estime pouvoir récupérer grâce aux installations ou aux puits actuels. Les réserves prouvées non mises en valeur sont les réserves prouvées qui ne peuvent être récupérées au moyen des installations ou des puits actuels, mais que l'on prévoit récupérer au moyen de forages de développement additionnels, ou encore grâce à l'amélioration des installations actuelles ou à l'ajout de nouvelles installations.
5. Les réserves non prouvées sont fondées sur des données géologiques ou techniques semblables à celles utilisées pour les estimations des réserves prouvées; cependant, en raison d'incertitudes d'ordre technique, contractuel, économique ou réglementaire, de telles réserves ne peuvent être classées comme prouvées. Les réserves non prouvées peuvent être classées en réserves probables et en réserves possibles.
6. Les réserves dans le Nord-Ouest de l'Europe 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.
7. Les réserves prouvées comprennent des quantités de pétrole brut et de gaz naturel qui seront exploitées en vertu d'arrangements qui prévoient une participation de Petro-Canada 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.
8. Les réserves en Syrie et en Algérie (et auparavant au Kazakhstan) sont détenues en vertu d'accords de partage de la production passés avec les gouvernements. La part attribuable à l'État est divisée en redevances et en impôts aux fins de la présentation de cette information au Canada.
9. À l'exception du champ En Naga, les réserves en Libye sont détenues en vertu d'une concession et sont assujetties à un régime de redevances et d'impôts. Le champ En Naga est détenu en vertu d'un accord de partage de la production et la part attribuable au gouvernement est divisée en redevances et en impôts aux fins de la présentation de cette information au Canada.
10. Le volume déclaré ci-dessus quant aux réserves de pétrole et de gaz avant redevances détenues en vertu de CPP dans la région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient à la fin de 2004 était de 72 millions de barils de pétrole brut et de LGN et de 39 milliards de pi³ de gaz naturel. À la fin de l'exercice 2003, le volume était de 112 millions de barils de pétrole brut et de LGN et de 65 milliards de pi³ de gaz naturel. Les volumes des réserves après redevances étaient les suivants : fin de l'exercice 2004 – 28 millions de barils de pétrole brut et de LGN et 13 milliards de pi³ de gaz naturel; et fin de l'exercice 2003 – 44 millions de barils de pétrole brut et de LGN et 22 milliards de pi³ de gaz naturel.
11. Les réserves de gaz naturel à Trinité sont détenues en vertu d'un accord de partage de la production passé avec le gouvernement. La part attribuable à l'État est divisée en redevances et en impôts aux fins de la présentation de cette information au Canada. Le volume déclaré ci-dessus quant aux réserves prouvées de gaz naturel avant redevances détenues en vertu de CPP à Trinité à la fin de 2004 était de 265 milliards de pi³. À la fin de 2003, le volume était de 324 milliards de pi³. Les volumes des réserves après redevances étaient les suivants : fin de l'exercice 2004 – 225 milliards de pi³; fin de l'exercice 2003 – 275 milliards de pi³.
12. Les réserves prouvées à Hibernia et à Terra Nova sont fondées sur la récupération primaire à partir des blocs faillés forés et sur la récupération additionnelle à partir des blocs faillés répondant à l'injection d'eau ou de gaz. Des quantités de réserves additionnelles seront comptabilisées comme réserves prouvées à mesure que la mise en valeur se déroulera.
13. Les réserves prouvées à MacKay River sont fondées sur des estimations des réserves récupérables au moyen des paires existantes de puits de production et d'injection. En raison des écarts très marqués entre les prix du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd et des prix élevés du pétrole brut synthétique utilisé dans les mélanges à la fin de l'exercice 2004, les prix du bitume étaient très bas. Compte tenu des pratiques adoptées par la SEC pour l'estimation des réserves prouvées, la Société a transféré ses réserves prouvées résiduelles de bitume en fin d'exercice aux réserves probables.
14. Les réserves prouvées de pétrole brut synthétique associées aux activités d'exploitation de sables pétrolifères par procédé minier de Syncrude dans le nord-est de l'Alberta sont indiquées séparément des réserves de pétrole brut classique. Petro-Canada considère que ces réserves font partie intégrante de ses activités. Les réserves prouvées de pétrole brut synthétique sont fondées sur une haute certitude géologique et l'application de technologies éprouvées ou pilotes. Dans le cas des réserves prouvées, les forages sont espacés de moins de 500 mètres et les approbations appropriées des copropriétaires et des organismes de réglementation ont été obtenues.
15. Les révisions comprennent des modifications, à la hausse ou à la baisse, apportées aux estimations antérieures à la lumière de nouveaux renseignements (à l'exception d'une augmentation de superficie) obtenus normalement à partir des antécédents de forage ou de production, ou en raison d'un changement touchant des facteurs économiques.
16. Les réserves prouvées non mises en valeur de pétrole brut classique et de LGN représentent environ 31 % de l'ensemble des réserves prouvées de pétrole brut classique et de LGN de Petro-Canada. La grande majorité de ces réserves de pétrole et de LGN sont associées aux grands projets de mise en valeur actuellement exploités ou mis en valeur activement, y compris les projets Buzzard, White Rose, Terra Nova et Hibernia. Les réserves prouvées non mises en valeur de gaz de la Société représentent environ 12 % de l'ensemble des réserves prouvées de gaz naturel. Ces réserves seront normalement mises en valeur grâce à des raccordements aux puits existants, au forage de puits additionnels ou à l'ajout d'installations de compression. Soixante pour cent des réserves prouvées non mises en valeur de gaz sont associées au projet de mise en valeur NCMA-1 actuellement exploité à Trinité. En règle générale, la Société prévoirait mettre en valeur des réserves prouvées non mises en valeur de gaz naturel au cours des prochaines années.

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 de trésorerie actualisés et de leurs variations relativement aux réserves prouvées de pétrole et de gaz est établie conformément à la norme américaine FASB Statement No. 69, « *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities* ». On calcule les flux de trésorerie futurs en établissant la valeur des quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz de fin d'exercice en fonction des prix de fin d'exercice, ou des prix contractuels, déduction faite des redevances. Les frais futurs de production, de mise en valeur et de mise hors service d'immobilisations sont calculés en fonction des coûts de fin d'exercice et les charges futures d'impôt estimatives sont calculées selon les taux d'imposition futurs prévus par la loi. Les flux de trésorerie nets futurs ainsi déterminés sont actualisés suivant un taux annuel de 10 %. Le calcul ne représente pas la juste valeur marchande des réserves de pétrole et de gaz ni des flux de trésorerie nets futurs de la Société. Il ne tient pas compte de la valeur des propriétés d'exploration ni des réserves probables, ni ne tient compte de la valeur de la part de la Société dans l'exploitation de sables pétrolifères Syncrude puisque celle-ci est considérée comme une exploitation minière en vertu des règles de présentation de l'information de la SEC. La mesure standardisée a été calculée à l'aide des prix des marchandises de référence suivants en date du 31 décembre 2004 : WTI à Cushing, 43,45 \$ US/baril; dated Brent à Sullom Voe, 40,47 \$ US/baril; prix du gaz NYMEX au Henry Hub, 6,149 \$ US/million de Btu; et prix du gaz naturel en Alberta au AECO-C Hub, 6,44 \$ CA/gigajoule. Les taux de change suivants ont aussi été utilisés : \$ CA/\$ US - 1,2036; \$ CA/euro - 1,6292; \$ CA/livre sterling - 2,3062.

SOMMAIRE DE LA VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DES FLUX DE TRÉSORERIE FUTURS ESTIMATIFS

(en millions de dollars)

	2004	2003	2002
Solde au début de l'exercice	6 216 \$	7 022 \$	2 736 \$
Facteurs expliquant la variation :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produit, déduction faite des frais de production	(4 348)	(4 062)	(1 753)
Variation nette des prix, des frais d'exploitation et des redevances	2 482	(1 608)	2 807
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée	395	274	500
Variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs	(1 235)	(767)	(674)
Frais de mise en valeur engagés pendant l'exercice	966	845	524
Révision des estimations de quantités	979	1 149	1 061
Augmentation due à l'actualisation	1 117	910	343
Variation nette des charges fiscales	(1 186)	1 843	(5 435)
Achats et ventes de réserves en place	2 017	313	6 780
Changements de dates et autres facteurs	129	297	133
Variation nette	<u>1 316</u>	<u>(806)</u>	<u>4 286</u>
Solde à la fin de l'exercice	<u>7 532 \$</u>	<u>6 216 \$</u>	<u>7 022 \$</u>

VALEUR ACTUALISÉE DES FLUX DE TRÉSORERIE NETS FUTURS ESTIMATIFS
(en millions de dollars)

	Ouest du Canada ¹			Rocheuses américaines			Pétrole de la côte Est ²			Nord-Ouest de l'Europe			Afrique du Nord/ Proche-Orient			Nord de l'Amérique latine			Total		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Flux de trésorerie futurs	11 470	\$ 10 382	\$ 11 529	\$ 688	\$ -	\$ -	\$ 2 580	\$ 2 470	\$ 2 861	\$ 7 624	\$ 3 370	\$ 3 891	\$ 7 077	\$ 6 693	\$ 8 951	\$ 1 031	\$ 1 348	\$ 1 244	\$ 30 470	\$ 24 263	\$ 28 476
Frais futurs de production, de mise en valeur et de mise hors service des immobilisations	(2 344)	(2 290)	(1 642)	(281)	-	-	(786)	(523)	(749)	(3 190)	(1 341)	(1 505)	(1 434)	(1 436)	(1 866)	(151)	(147)	(161)	(8 186)	(5 737)	(5 923)
Charges futures d'impôt	(2 900)	(2 517)	(3 582)	(110)	-	-	(467)	(506)	(653)	(1 682)	(667)	(879)	(4 563)	(4 088)	(5 530)	(479)	(647)	(552)	(10 201)	(8 425)	(11 196)
Flux de trésorerie nets futurs	6 226	5 575	6 305	297	-	-	1 327	1 441	1 459	2 752	1 362	1 507	1 080	1 169	1 555	401	554	531	12 083	10 101	11 357
Actualisation de 10 % pour les dates estimatives des flux de trésorerie	(2 676)	(2 407)	(2 668)	(118)	-	-	(285)	(506)	(472)	(929)	(293)	(400)	(355)	(400)	(532)	(188)	(279)	(263)	(4 551)	(3 885)	(4 335)
Flux de trésorerie nets futurs actualisés	3 550	\$ 3 168	\$ 3 637	\$ 179	\$ -	\$ -	\$ 1 042	\$ 935	\$ 987	\$ 1 823	\$ 1 069	\$ 1 107	\$ 725	\$ 769	\$ 1 023	\$ 213	\$ 275	\$ 268	\$ 7 532	\$ 6 216	\$ 7 022

1. Les flux de trésorerie provenant de MacKay River sont inclus dans les données de l'Ouest du Canada en 2002 et 2003. MacKay River ne renfermait aucune réserve prouvée à la fin de l'exercice 2004.
2. Des réserves additionnelles seront comptabilisées parmi les réserves prouvées du Pétrole de la côte Est à mesure que la mise en valeur se déroulera.

Frais d'abandon et de remise en état

Les frais futurs de mise hors service des immobilisations de l'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 2004, l'ensemble de ces coûts est estimé à 2 313 millions \$ avant actualisation ou à 543 millions \$ après actualisation à un taux de 10 %. En amont, la Société prévoit consacrer environ 30 millions \$, 48 millions \$ et 39 millions \$, respectivement, au cours des trois prochains exercices aux frais futurs de mise hors service des immobilisations :

Le tableau ci-dessous résume les puits de Petro-Canada susceptibles de production.

PUITS PRODUCTEURS ¹ AU 31 DÉCEMBRE 2004

	Puits de pétrole brut		Puits de gaz naturel		Total des puits	
	Brut ²	Net ³	Brut	Net	Brut	Net
Gaz naturel nord-américain	199	140	4 436	3 115	4 635	3 255
Pétrole de la côte Est – pétrole et gaz classiques	38	9	–	–	38	9
Sables pétrolifères – récupération de bitume <i>in situ</i>	25	25	–	–	25	25
Total – Amérique du Nord	<u>262</u>	<u>174</u>	<u>4 436</u>	<u>3 115</u>	<u>4 698</u>	<u>3 289</u>
International						
Nord-Ouest de l'Europe – pétrole et gaz classiques	38	13	34	5	72	18
Afrique du Nord/Proche-Orient – pétrole et gaz classiques	567	227	–	–	567	227
Nord de l'Amérique latine – gaz naturel	–	–	7	1	7	1
Total – International	<u>605</u>	<u>240</u>	<u>41</u>	<u>6</u>	<u>646</u>	<u>246</u>
Total des puits producteurs	<u>867</u>	<u>414</u>	<u>4 477</u>	<u>3 121</u>	<u>5 344</u>	<u>3 535</u>

1. Les puits à complétion multiple sont comptés comme un seul puits.
2. Les puits bruts sont les puits dans lesquels Petro-Canada possède une participation de concessionnaire.
3. Les puits nets correspondent à la somme des fractions représentant les participations de concessionnaire de Petro-Canada dans des puits bruts, arrondie au nombre entier le plus proche.

Droits sur des propriétés pétrolières et gazifères

Les droits de Petro-Canada sur des propriétés pétrolières et gazifères sont résumés dans le tableau ci-dessous. La détention des droits sur ces propriétés est assujettie à la réglementation gouvernementale.

DROITS SUR DES PROPRIÉTÉS PÉTROLIFÈRES ET GAZIFÈRES AU 31 DÉCEMBRE

(en millions d'acres)

	Terrains mis en valeur ¹				Terrains non mis en valeur ¹				Total			
	2004		2003		2004		2003		2004		2003	
	Brut ²	Net ³	Brut ²	Net ³	Brut ²	Net ³	Brut ²	Net ³	Brut ²	Net ³	Brut ²	Net ³
Canada												
Continent canadien	2,1	1,1	2,0	1,0	3,9	2,9	4,2	3,0	6,0	4,0	6,2	4,0
Sables pétrolières	0,3	0,1	0,2	0,1	0,3	0,1	0,4	0,2	0,6	0,2	0,6	0,3
Secteur extracôtier de la côte Est	0,1	–	0,1	–	3,5	1,2	4,2	1,5	3,6	1,2	4,3	1,5
Autres régions pionnières ⁴	0,0	0,0	–	–	7,7	6,2	7,7	6,2	7,7	6,2	7,7	6,2
Total – Canada	2,5	1,2	2,3	1,1	15,4	10,4	16,5	10,9	17,9	11,6	18,8	12,0
États-Unis	–	–	–	–	1,2	1,1	0,4	0,4	1,2	1,1	0,4	0,4
International												
Afrique du Nord/Proche-Orient	0,9	0,4	0,9	0,4	10,0	6,7	9,1	6,1	10,9	7,1	10,0	6,5
Nord-Ouest de l'Europe	0,1	–	0,2	0,1	2,2	0,8	2,0	0,6	2,3	0,8	2,2	0,7
Nord de l'Amérique latine	–	–	0,1	–	0,2	–	0,2	–	0,2	–	0,3	–
Total - International	1,0	0,4	1,2	0,5	12,4	7,5	11,3	6,7	13,4	7,9	12,5	7,2
Total	3,5	1,6	3,5	1,6	29,0	19,0	28,2	18,0	32,5	20,6	31,7	19,6

1. Les terrains mis en valeur sont les régions pouvant être mises en production; les terrains non mis en valeur sont les régions visées par des droits d'exploration.
2. Les chiffres bruts englobent les intérêts de tiers.
3. Les chiffres nets excluent les intérêts de tiers.
4. Comprend des terrains situés au large de la côte Ouest du Canada, où l'exploration est actuellement soumise à un moratoire.

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. Petro-Canada a pris les engagements suivants à l'égard des terrains sur lesquels elle détient des droits.

ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE TRAVAUX AU 31 DÉCEMBRE 2004

(en millions de dollars)

	Part de Petro-Canada quant au total des engagements en matière de travaux	Part de Petro-Canada quant au total des engagements en matière de travaux devant être payée en 2005 ¹
Continent canadien		
Région du delta/corridor du Mackenzie	20,0	11,9
Secteur extracôtier de la côte Est	23,0	10,7
International		
Afrique du Nord/Proche-Orient	33,7	15,1
Nord-Ouest de l'Europe	42,8	22,4
Total des engagements en matière de travaux	119,5	60,1

1. Le budget des immobilisations de 2005 comprend une provision relative à ces engagements en matière de travaux.

Expiration des droits sur des terrains

Le tableau suivant présente sommairement les périmètres par régions où les droits d'exploration et de mise en valeur visant des hydrocarbures détenus par Petro-Canada expireront en 2005.

EXPIRATION DES DROITS SUR DES TERRAINS EN 2005

(en millions d'acres)

	Brut ¹	Net ²
Gaz naturel nord-américain	1,7	1,3
Pétrole de la côte Est	1,0	0,3
Sables pétrolifères	–	–
International	–	–
Total des terrains dont les droits expirent en 2005	2,7	1,6

1. Les chiffres bruts englobent les intérêts de tiers.

2. Les chiffres nets excluent les intérêts de tiers.

Activité de forage

Le tableau ci-dessous indique les puits forés par Petro-Canada au cours des exercices indiqués.

PUITS D'EXPLORATION ET DE DÉVELOPPEMENT FORÉS

	2004		2003		2002	
	Brut ¹	Net ²	Brut ¹	Net ²	Brut ¹	Net ²
GAZ NATUREL NORD-AMÉRICAIN						
Ouest du Canada et Rocheuses américaines						
Puits d'exploration ³						
Pétrole	2	–	–	–	–	–
Gaz naturel	53	35	24	17	10	5
Secs ⁴	19	14	20	16	17	12
Total partiel	74	49	44	33	27	17
Puits de développement ⁵						
Pétrole	5	2	9	2	4	4
Gaz naturel	589	461	388	231	337	197
Secs	7	5	17	14	10	7
Total partiel	601	468	414	247	351	208
Delta/corridor du Mackenzie et Talus néo-écossais						
Puits d'exploration ³						
Gaz naturel	–	–	–	–	1	1
Secs ⁴	–	–	–	–	2	1
Suspendu	–	–	1	1	–	–
Total partiel	–	–	1	1	3	2
Total – Gaz naturel nord-américain	675	517	459	281	381	227
PÉTROLE DE LA CÔTE EST						
Puits d'exploration ³						
Pétrole	–	–	1	–	–	–
Secs ⁴	–	–	2	1	1	–
Total partiel	–	–	3	1	1	–
Puits de développement ⁵						
Pétrole	17	4	11	3	13	3
Gaz naturel	–	–	–	–	–	–
Secs	–	–	1	–	2	1
Total partiel	17	4	12	3	15	4
Total – Pétrole de la côte Est	17	4	15	4	16	4
SABLES PÉTROLIFÈRES						
Puits de développement ⁵						
Bitume	–	–	–	–	–	–
Total – Sables pétrolifères	–	–	–	–	–	–

PUITS D'EXPLORATION ET DE DÉVELOPPEMENT FORÉS

	2004		2003		2002	
	Brut ¹	Net ²	Brut ¹	Net ²	Brut ¹	Net ²
INTERNATIONAL						
Puits d'exploration ³						
Pétrole						
Nord-Ouest de l'Europe	-	-	-	-	3	2
Afrique du Nord/Proche-Orient	2	1	1	-	-	-
Gaz naturel						
Nord-Ouest de l'Europe	-	-	1	-	1	-
Nord de l'Amérique latine	1	-	1	-	-	-
Secs ⁴						
Nord-Ouest de l'Europe	4	1	2	1	3	1
Afrique du Nord/Proche-Orient	1	1	-	-	1	1
Total partiel	<u>8</u>	<u>3</u>	<u>5</u>	<u>1</u>	<u>8</u>	<u>4</u>
Puits de développement ⁵						
Pétrole						
Nord-Ouest de l'Europe	9	7	7	4	5	3
Afrique du Nord/Proche-Orient	45	16	46	17	31	12
Gaz naturel						
Nord-Ouest de l'Europe	1	-	1	-	-	-
Nord de l'Amérique latine	-	-	3	1	4	1
Secs						
Nord-Ouest de l'Europe	1	-	4	3	-	-
Afrique du Nord/Proche-Orient	9	4	5	2	5	2
Nord de l'Amérique latine	1	-	1	-	-	-
Total partiel	<u>66</u>	<u>27</u>	<u>67</u>	<u>27</u>	<u>45</u>	<u>18</u>
Total – International	<u>74</u>	<u>30</u>	<u>72</u>	<u>28</u>	<u>53</u>	<u>22</u>
Total des puits forés	<u>766</u>	<u>551</u>	<u>546</u>	<u>313</u>	<u>450</u>	<u>253</u>

1. Les puits bruts sont ceux dans lesquels Petro-Canada détient une participation de concessionnaire, à l'exclusion de tous les puits de service. Les puits bruts comprennent les puits visés par une redevance dérogatoire brute (RDB).
2. Les puits nets correspondent à la somme des fractions représentant les participations de concessionnaire de Petro-Canada dans les puits bruts, arrondie au nombre entier le plus proche. Les puits nets excluent les puits visés par une RDB.
3. Les puits d'exploration sont des puits forés dans le but de découvrir et de produire du pétrole ou du gaz naturel dans un périmètre où les réserves ne sont pas prouvées, de découvrir un nouveau gisement ou d'étendre les limites connues d'un gisement découvert antérieurement.
4. Un puits sec est un puits d'exploration ou de développement jugé incapable de produire du pétrole ou du gaz naturel en quantité suffisante pour justifier son conditionnement en 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 connu comme étant producteur.

Aval

Sommaire des activités et stratégie

Les activités du secteur Aval comprennent trois raffineries ayant une capacité nominale totale de 49 000 mètres cubes par jour (m^3/j) (308 000 b/j).¹ L'usine de lubrifiants autonome de la Société est le plus important producteur d'huiles de base pour lubrifiants au Canada. En 2004, la capacité des raffineries de Petro-Canada représentait environ 15 % de la capacité de raffinage totale de l'industrie canadienne. Quant aux ventes de produits, elles ont représenté environ 17 % du volume total des produits pétroliers vendus au Canada.

Les stratégies du secteur Aval sont centrées sur le renforcement des bases pour une rentabilité améliorée par le truchement d'investissements efficaces et d'une gestion disciplinée des facteurs contrôlables. Le but est d'enregistrer des rendements et une croissance supérieurs, y compris un rendement de 12 % du capital investi, en fonction d'une conjoncture de milieu de cycle. Les objectifs clés de la stratégie sont notamment :

- d'atteindre et de maintenir un rendement d'exploitation du premier quartile;
- de faire progresser Petro-Canada en tant que marque de choix des consommateurs d'essence canadiens; et
- de tirer parti des forces de l'entreprise sur le marché et d'accroître les ventes de lubrifiants spécialisés à marge élevée.

Raffinage et approvisionnement

Petro-Canada possède et exploite trois raffineries situées à Edmonton (Alberta), à Montréal (Québec) et à Oakville (Ontario). D'une capacité nominale totale d'environ 49 000 m^3/j en 2004, ces raffineries représentent la deuxième capacité de raffinage en importance au Canada et fournissent environ 15 % de la capacité d'exploitation totale de l'industrie canadienne du raffinage. En 2004, Petro-Canada a donné suite à ses plans déjà annoncés de regroupement de ses activités de raffinage de l'Est du Canada à la raffinerie de Montréal. Pour ce faire, elle a procédé notamment à la fermeture partielle des installations de raffinage d'Oakville et à un agrandissement limité de la capacité de raffinage de l'installation de Montréal. En septembre 2004, la Société a annoncé qu'elle avait décidé de continuer à exploiter la raffinerie d'Oakville à un rythme réduit en 2005 afin d'augmenter la souplesse des approvisionnements pendant la période de transition. La fermeture complète de la raffinerie d'Oakville en 2005 entraînera une diminution de la capacité totale de raffinage de Petro-Canada, qui correspondra à environ 12 % de la capacité de l'industrie canadienne du raffinage. Petro-Canada a conclu des ententes d'approvisionnement avec des tiers qui, combinées au rendement additionnel de la raffinerie de Montréal, remplaceront les 9 500 m^3/j de produits pétroliers légers produits actuellement à la raffinerie d'Oakville. Les raffineries de Petro-Canada produisent une gamme complète de produits pétroliers raffinés, notamment des essences, des carburants diesel, des mazouts domestiques, des carburants aviation, des mazouts lourds, des bitumes, des produits pétrochimiques et des charges d'alimentation pour lubrifiants.

En 2004, les programmes visant à permettre à Petro-Canada de respecter les exigences réglementaires fédérales abaissant les limites relatives à la teneur en soufre de l'essence et du carburant diesel d'ici le 1^{er} janvier 2005 et le 1^{er} juin 2006, respectivement, se sont poursuivis aux raffineries tant d'Edmonton que de Montréal. La nouvelle unité de désulfuration de l'essence de la raffinerie d'Edmonton a été achevée et a été mise en service avec succès en 2004. À la fin de l'exercice, les raffineries d'Edmonton et de Montréal produisaient toutes deux de l'essence conforme à la nouvelle réglementation fédérale, bien avant l'échéance du 1^{er} janvier 2005. La construction des unités de désulfuration du carburant diesel est maintenant en cours aux raffineries de Montréal et d'Edmonton, et les plans prévoient que ces unités seront opérationnelles bien avant la date butoir imposée par la loi.

Le tableau ci-dessous présente la capacité nominale quotidienne des raffineries de Petro-Canada au 31 décembre 2004 ainsi que les volumes quotidiens moyens approximatifs de brut traité, y compris les volumes traités par Petro-Canada pour le compte d'autres sociétés, au cours des exercices indiqués. Le taux d'utilisation général des trois raffineries, ajusté en fonction de la fermeture partielle de la raffinerie d'Oakville le 12 novembre 2004, s'est établi en moyenne à 98 % en 2004.

1. Capacité révisée, au pro rata, par rapport à 49 800 m^3/j (313 000 b/j) en 2003 pour tenir compte de l'arrêt partiel des activités de la raffinerie d'Oakville à partir du 12 novembre 2004

CAPACITÉ NOMINALE DES RAFFINERIES ET VOLUME QUOTIDIEN MOYEN DE BRUT TRAITÉ
(en milliers de m³)

Emplacement de la raffinerie	Volume moyen de pétrole brut traité par jour civil			Capacité nominale quotidienne ¹
	Exercices terminés les 31 décembre			Au 31 décembre 2004
	2004	2003	2002	
Edmonton (Alberta)	19,6	19,8	20,9	19,9
Montréal (Québec)	16,0	16,8	16,1	16,7 ²
Oakville (Ontario)	12,6	<u>13,3</u>	<u>13,4</u>	7,0 ³
Total	<u>48,2</u>	<u>49,9</u>	<u>50,4</u>	<u>43,6</u>

1. La capacité nominale quotidienne est établie en fonction des jours civils et en fonction de spécifications définies quant aux catégories de pétrole brut, aux produits à obtenir et aux procédés de raffinage devant être utilisés. La capacité réelle peut être plus élevée ou plus faible que la capacité nominale selon la variation de ces facteurs.
2. Exclut l'augmentation limitée de capacité qui a été réalisée, mais qui n'a pas été établie officiellement, en décembre 2004. La capacité totale sera retraitée lorsque la capacité accrue aura été établie officiellement en 2005.
3. La capacité de la raffinerie d'Oakville a été réduite d'environ 6 200 m³/j par suite de la fermeture permanente d'un des deux trains de traitement du brut le 12 novembre 2004. Cette fermeture faisait partie du regroupement déjà annoncé des activités de raffinage menées dans l'Est du Canada. Avant cette fermeture, la capacité nominale quotidienne était de 13 200 m³/j.

Raffinerie d'Edmonton

La raffinerie d'Edmonton est la plus grande et la plus performante des raffineries de Petro-Canada en raison de son fort rendement en hydrocarbures légers. Le pétrole brut synthétique constitue jusqu'à 40 % de sa charge d'alimentation. Le brut synthétique produit davantage d'essence et de distillats moyens que le brut classique. Le reste de la charge d'alimentation de la raffinerie est constituée de pétrole brut léger classique peu sulfureux et sulfureux.

Suivant les plans révisés relatifs à la valorisation et au raffinage de charges d'alimentation tirées de sables pétrolifères à la raffinerie d'Edmonton, Petro-Canada construira de nouvelles unités de brut et unités sous vide, accroîtra la capacité de cokéfaction et construira une capacité additionnelle de production de soufre. La nouvelle configuration, dont on vise l'achèvement en 2008, permettra à la raffinerie de valoriser directement 4 100 m³/j de bitume et de traiter 7 600 m³/j de pétrole brut synthétique sulfureux. Ces charges d'alimentation y remplaceront le pétrole brut classique qu'elle raffine aujourd'hui. La raffinerie continuera aussi de traiter du brut synthétique peu sulfureux par l'intermédiaire de son train de pétrole synthétique. (Voir la rubrique Sables pétrolifères figurant dans la partie portant sur l'amont de cette Notice annuelle, où sont décrites les ententes à long terme portant sur l'approvisionnement en charges d'alimentation en bitume et en pétrole brut sulfureux de la raffinerie d'Edmonton à l'achèvement de la reconfiguration prévue.)

Raffinerie de Montréal

La raffinerie de Montréal, qui est alimentée en pétrole brut importé principalement par le pipeline Portland-Montréal, est conçue de manière à pouvoir traiter différents pétroles bruts, y compris les pétroles lourds, et des charges d'alimentation intermédiaires. Elle produit des essences, des distillats, des bitumes, des produits pétrochimiques, des charges d'alimentation pour lubrifiants et des solvants.

On a achevé un agrandissement limité de la capacité de raffinage et de traitement logistique dans le cadre du projet de regroupement du raffinage et de l'approvisionnement effectué dans l'Est du Canada. Au quatrième trimestre de 2004, la raffinerie de Montréal a commencé à acheminer jusqu'à 2 400 m³/j de produits pétroliers légers finis au terminal agrandi d'Oakville par le pipeline PTNI.

Raffinerie d'Oakville

La raffinerie d'Oakville est alimentée en pétrole brut canadien et importé par le réseau de pipelines d'Enbridge Inc. (*Enbridge*). Diverses catégories de pétrole brut canadien lui sont livrées par le réseau de pipelines d'Enbridge. Depuis mai 1999, du pétrole brut léger extracôtier est livré par le pipeline Portland-Montréal en passant par Montréal et par la canalisation 9 d'Enbridge. La raffinerie d'Oakville fabrique une vaste gamme de produits, y compris des essences, des distillats et des charges d'alimentation pour lubrifiants destinées à l'usine de lubrifiants de Petro-Canada.

Dans le cadre du projet de regroupement des activités de raffinage et d'approvisionnement menées dans l'Est du Canada, la raffinerie d'Oakville terminera la fermeture progressive de ses exploitations au cours du deuxième

trimestre de 2005. Les installations de terminal d'Oakville ont été agrandies de manière à recevoir les produits pétroliers légers finis transportés par le pipeline PTNI depuis Montréal. Au total, le terminal agrandi d'Oakville recevra jusqu'à 9 500 m³/j de produits pétroliers légers finis qui remplaceront la production actuelle de la raffinerie d'Oakville. Parallèlement à la fermeture de la raffinerie d'Oakville, l'exploitation de bitume adjacente à l'installation de lubrifiants de Mississauga de Petro-Canada a été fermée définitivement à l'automne 2004.

Approvisionnement

Petro-Canada achète du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation pour ses raffineries sur les marchés canadiens et internationaux en vertu de diverses ententes contractuelles. Le secteur Aval se charge des ententes d'approvisionnement en pétrole brut des raffineries de la Société sur les marchés canadiens et internationaux. L'infrastructure pour l'approvisionnement des marchés nord-américains en pétrole brut canadien et importé offert par des tiers est bien établie. Les achats sont généralement effectués aux termes de contrats à court terme renouvelables. Petro-Canada ne dépend d'aucune source particulière d'approvisionnement en pétrole brut classique et n'entrevoit aucune difficulté quant à l'obtention d'approvisionnements adéquats dans un avenir prévisible.

Distribution

Petro-Canada exploite un vaste réseau de distribution faisant appel aux pipelines aussi bien qu'aux modes de transport routier, ferroviaire et maritime pour livrer ses produits raffinés aux établissements de vente au détail ainsi qu'à la clientèle commerciale et industrielle. La Société détient des participations dans deux pipelines de produits raffinés et une participation de coentreprise dans un grand terminal de distribution de produits raffinés. Petro-Canada exploite également 11 grands terminaux de distribution de produits raffinés répartis dans tout le pays.

Des gains de rendement sont réalisés au chapitre de la distribution grâce à des ententes d'échange, d'achat, de vente et d'entreposage à court terme de produits raffinés conclues avec d'autres sociétés pétrolières. Ces ententes contribuent à réduire les frais de financement et de transport, aident à assurer l'approvisionnement de la clientèle et permettent à Petro-Canada d'être présente dans certaines régions sans avoir à y investir dans des installations de distribution. Les ententes applicables contiennent les dispositions voulues pour que les produits offerts à la clientèle de la Société soient de qualité constante.

Ventes et marketing

Petro-Canada commercialise le deuxième volume en importance de produits pétroliers au Canada. En 2004, les ventes de produits pétroliers de Petro-Canada représentaient environ 17 % du total des ventes de produits pétroliers au Canada. Petro-Canada commercialise une gamme complète de produits pétroliers, dont les essences, les carburants diesel, les mazouts domestiques, les carburants aviation, les mazouts lourds, les bitumes, les lubrifiants, les charges d'alimentation pétrochimiques et les gaz de pétrole liquéfiés. Petro-Canada tire également des produits d'exploitation non pétroliers de ses dépanneurs, lave-autos et services de réparation et d'entretien d'automobiles. En 2004, la Société a mis l'accent sur la croissance rentable au moyen de nouvelles mesures touchant les réseaux de vente au détail et de relais routiers PETRO-PASS.

Le tableau suivant présente le volume quotidien moyen approximatif des ventes de produits pétroliers effectuées au cours des exercices indiqués.

VENTES QUOTIDIENNES MOYENNES DE PRODUITS PÉTROLIERS
(en milliers de m³/j)

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2004	2003	2002
Essence ¹	24,7	25,8	25,9
Distillats moyens ²	20,2	20,5	19,3
Autres ³	<u>11,7</u>	<u>10,5</u>	<u>10,5</u>
Total	<u>56,6</u>	<u>56,8</u>	<u>55,7</u>

1. Comprend les essences automobile et aviation.
2. Comprend les carburants diesel, les mazouts domestiques et les carburéacteurs.
3. Comprend les mazouts lourds, les bitumes, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfiés, les charges d'alimentation pétrochimiques et les autres produits pétroliers et non pétroliers.

Le tableau suivant présente les produits annuels tirés des activités de raffinage et de commercialisation au cours des exercices indiqués.

PRODUITS TIRÉS DU RAFFINAGE ET DE LA COMMERCIALISATION
(en millions de dollars)

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2004	2003	2002
Essence ¹	4 218 \$	3 726 \$	3 439 \$
Distillats moyens ²	3 262	2 761	2 311
Autres ³	<u>1 953</u>	<u>1 665</u>	<u>1 571</u>
Total	<u>9 434 \$</u>	<u>8 152 \$</u>	<u>7 321 \$</u>

1. Comprend les essences automobile et aviation.
2. Comprend les carburants diesel, les mazouts domestiques et les carburéacteurs.
3. Comprend les mazouts lourds, les bitumes, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfié, les charges d'alimentation pétrochimiques et les autres produits pétroliers et non pétroliers.

Ventes au détail

Au 31 décembre 2004, le réseau d'établissements de vente au détail de Petro-Canada comptait 1 375 établissements répartis dans tout le Canada, dont 863 étaient contrôlés par la Société; les autres étaient contrôlés par des tiers. Des détaillants et des agents indépendants exploitent la quasi-totalité des établissements.

La Société a continué de faire progresser Petro-Canada en tant que marque de choix en ciblant bien ses activités de représentation et la modernisation des établissements, obtenant ainsi des débits élevés dans ses établissements et une part de 17 % du marché national. En 2004, Petro-Canada s'est classée au premier rang de l'industrie pour les principaux indices dans les marchés urbains et a continué d'améliorer les bases de ses activités de vente au détail grâce à l'achèvement à plus de 85 % de son programme de modernisation du réseau selon sa nouvelle image. Le déploiement en régime accéléré d'établissements conformes à la nouvelle image a permis à la Société d'enregistrer les débits les plus élevés dans l'industrie. En effet, les ventes annuelles d'essence dans ces nouveaux établissements au sein du réseau exploité par la Société se chiffrent maintenant en moyenne à plus de 6,8 millions de litres par établissement. Compte tenu de ce succès, la Société a élargi le programme de façon à inclure les détaillants indépendants. Plus de 35 % de ces détaillants ont choisi d'investir du capital afin d'adopter les nouvelles normes relatives à l'image.

Petro-Canada a continué de tirer parti de son positionnement en tant que « la Petro-Station des gens d'ici » grâce au développement de produits novateurs et à sa réputation de société qui réalise des premières dans l'industrie en matière de nouveaux produits. En septembre 2004, la Société a lancé la carte MasterCard Petro-Points Citi, première carte de crédit universelle en Amérique du Nord à offrir aux titulaires une réduction instantanée sur l'essence. La Société a aussi accéléré la mise en œuvre de son réseau privé de guichets automatiques, une autre première dans l'industrie. Petro-Canada a aussi continué de mettre l'accent sur la croissance des revenus non pétroliers, comme en

témoignent les augmentations de 11 % des ventes des dépanneurs et de 7 % des ventes des établissements comparables en 2004 par rapport à 2003.

Ventes en gros et ventes des raffineries

Petro-Canada vend des produits pétroliers sur les marchés agricole, résidentiel et commercial ainsi que sur les marchés du pavage, des petites industries et du camionnage. Cette catégorie représentait environ 65 % du volume total des ventes du secteur Aval. Petro-Canada est le fournisseur national de premier plan du segment du transport routier commercial du Canada, avec ses 213 établissements PETRO-PASS. La Société vend également d'importants volumes de produits pétroliers directement à de grands utilisateurs industriels et commerciaux ainsi qu'à des distributeurs indépendants. En 2004, les ventes totales de bitume ont totalisé environ 1,4 milliard de litres.

La priorité de la Société a été d'améliorer la composition de son chiffre d'affaires et de tirer parti de sa position de meilleure de sa catégorie dans le secteur du transport routier commercial ainsi que dans les circuits de distribution de produits pétroliers en vrac. En 2004, Petro-Canada a élargi et amélioré le réseau et augmenté le volume des ventes. En ce qui concerne les produits pétroliers en vrac, la Société s'est concentrée sur l'intégration d'acquisitions dans le segment du chauffage résidentiel.

Lubrifiants

Le centre des lubrifiants, situé à Mississauga (Ontario), produit des cires et des lubrifiants spéciaux qui sont commercialisés au Canada et à l'étranger. Petro-Canada, dont la capacité de production dépasse 700 millions de litres d'huile de base par année, est le plus grand producteur d'huiles de graissage de base du Canada.

L'usine de lubrifiants fait appel à un procédé d'hydrotraitement en deux temps unique en son genre au Canada. Ce procédé permet à Petro-Canada de raffiner le gasoil produit à partir d'une grande variété de charges d'alimentation en pétrole brut pour en tirer des huiles de graissage de base dont la pureté est la plus élevée parmi toutes les huiles de base offertes au Canada. Les progrès de la technologie des lubrifiants et les préoccupations environnementales font augmenter constamment la demande d'huiles de base hydrotraitées d'une grande pureté en vue de nombreuses applications reliées aux lubrifiants. Petro-Canada est bien placée pour combler cette demande croissante.

La stratégie de la Société consiste à miser sur la croissance du volume des ventes à marge élevée et sur l'amélioration de la fiabilité de l'usine. En 2004, Petro-Canada a intensifié ses efforts d'optimisation des procédures opérationnelles et de maintenance, qui sont maintenant alignées sur les pratiques exemplaires de l'industrie. Les ventes des Lubrifiants en 2004 ont totalisé 833 millions de litres, en hausse de plus de 8 % par rapport à un volume des ventes de 768 millions de litres en 2003. Cette hausse a été réalisée en dépit de la persistance d'une faible demande sur le marché d'exportation clé des États-Unis. En 2004, la part des produits à marge élevée a augmenté de 11 %, ce qui a eu pour résultat de porter à plus de 67 % la proportion de la production vendue sur les marchés à marge élevée. Les Lubrifiants continuent d'être bien placés pour profiter d'une croissance rentable à l'avenir, le durcissement des normes environnementales et de rendement entraînant à la hausse la demande mondiale d'huiles de base et de produits finis de qualité supérieure.

Pipelines

Petro-Canada détient des participations dans divers pipelines de pétrole brut et de produits raffinés, qui complètent ses activités de production, d'extraction et de raffinage. Les principaux pipelines dans lesquels la Société a une participation sont ceux de l'Alberta Products Pipe Line Inc. et de Montreal Pipe Line Limited et le pipeline PTNI.

Recherche et développement

Petro-Canada possède un centre de recherche dans le parc industriel Sheridan Park, situé à Mississauga, en Ontario, où la Société mène des recherches sur les lubrifiants. En 2004, Petro-Canada a investi environ 17 millions \$ dans la recherche et le développement.

Compte tenu des progrès réalisés constamment dans la technologie des piles à combustible à l'échelle mondiale, l'association formée par Petro-Canada, Ballard Power Systems et Methanex Company et appelée Fuelling a Cleaner Canada Association axe ses efforts sur la collaboration avec divers organismes gouvernementaux, comme la Canadian Transportation Fuel Cell Alliance (CTFCA), dans le but d'assurer le financement nécessaire et l'optimisation d'activités indépendantes visant la mise en œuvre de démonstrations pilotes de véhicules à pile à combustible. De plus, grâce à la CTFCA, il est possible de partager les connaissances acquises dans ce domaine dans le cadre d'autres

programmes pilotes, par exemple celui du California Fuel Cell Partnership, et de faire ainsi progresser les démonstrations canadiennes.

Ressources humaines

Au 31 décembre 2004, Petro-Canada et ses filiales en propriété exclusive comptaient 4 788 employés, comparativement à 4 514 au 31 décembre 2003. La répartition de ces employés était la suivante à la fin de l'exercice 2004 : 1 151 travaillaient dans les entreprises d'amont, 322 appartenaient au secteur International et 2 551 travaillaient dans le secteur Aval, le personnel de soutien du siège social regroupant le reste des effectifs, soit 764 employés. Parmi les employés des entreprises d'amont, 173 étaient affectés au Pétrole de la côte Est, 119 aux Sables pétrolifères et 859 au Gaz naturel nord-américain. Cent trente-trois des employés d'amont, 274 des employés du secteur International, 16 des employés du secteur Aval et 13 des employés du soutien du siège social travaillaient à l'extérieur du Canada. Environ 24 % des employés de Petro-Canada étaient visés par des conventions collectives. Environ 90 % des employés syndiqués de la Société étaient membres du Syndicat des communications, de l'énergie et du papier (*SCEP*), qui représente les travailleurs des raffineries, des services de commercialisation, des usines à gaz et de la production extracôtière. Les conventions collectives d'une durée de trois ans conclues avec la plupart des sections locale du SCEP expireront le 31 janvier 2007. Les négociations en vue de la conclusion d'une première convention avec les employés du NPSD de Terra Nova sont en cours. Si les parties ne parviennent pas à conclure une première convention, un règlement arbitral sera imposé.

Politiques sociales et environnementales

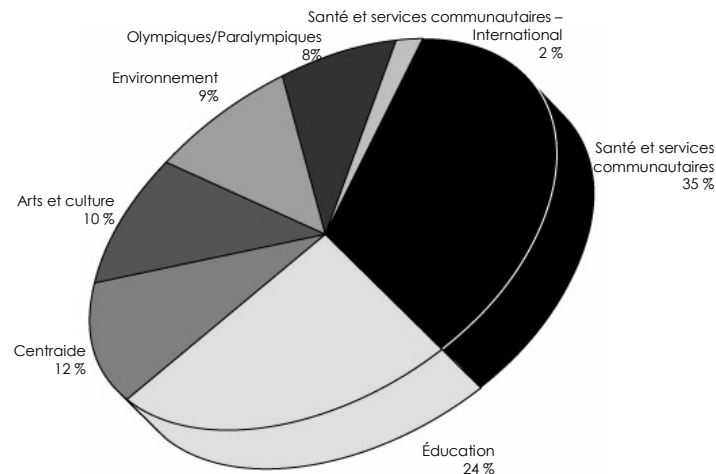
Petro-Canada est déterminée à mériter l'appui qu'elle obtient des parties intéressées, non seulement en répondant aux besoins des clients en matière d'énergie, mais aussi en jouant un rôle actif et significatif dans les collectivités où la Société vit et exerce son activité. Petro-Canada exerce son activité en appliquant des principes rigoureux, guidés par son Code des pratiques commerciales, ses valeurs et ses normes d'entreprise, ainsi que les valeurs et les normes des collectivités qui accueillent ses entreprises. Partout où la Société est présente dans le monde, Petro-Canada cherche à s'assurer que ses activités et ses investissements ont des retombées économiques positives pour toutes les parties; qu'ils sont reconnus comme étant responsables sur le plan éthique, social et environnemental; qu'ils sont acceptés par les collectivités où Petro-Canada est établie; et qu'ils favorisent le développement économique, humain et communautaire au sein d'un environnement d'exploitation stable. Petro-Canada souscrit au Code de déontologie international des entreprises canadiennes, au Pacte mondial des entreprises de l'ONU et à la Déclaration universelle des droits de l'homme.

Les hauts dirigeants de Petro-Canada doivent rendre compte de la mise en œuvre effective de la politique et des normes de gestion globale des pertes. Petro-Canada effectue une importante revue de chaque secteur ou segment d'activité tous les quatre ans afin d'évaluer la mise en œuvre de cette politique et de ces normes. L'équipe de leadership de la haute direction révisé la performance sur le plan de l'environnement, de la santé et de la prévention tous les mois. De même, le Comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité du Conseil d'administration revoit la performance en matière d'environnement, de santé et de prévention tout au long de l'année.

À Petro-Canada, l'investissement dans la collectivité fait partie intégrante de la façon dont la Société exerce son activité. Petro-Canada travaille avec les collectivités aux principaux emplacements afin de s'assurer que la présence de la Société crée de la valeur et qu'elle profite réellement à ses voisins.

La Société investit dans des initiatives ayant des retombées à l'échelle nationale, mais aussi dans des programmes et des services plus proches des citoyens. Petro-Canada subventionne des domaines qui reflètent les services communautaires, l'environnement, et les arts et la culture.

DONS EN ESPÈCES ET EN NATURE DE PRÈS DE 7 MILLIONS \$ EN 2004
(Données non vérifiées – en Amérique du Nord à moins d'indication contraire)



Points saillants

- Les employés en Amérique du Nord, de concert avec les détaillants et les grossistes canadiens de la Société, ont recueilli plus de 200 000 \$ pour aider les opérations de secours aux victimes de la catastrophe en Asie coordonnées par la Croix-Rouge. Ces dons ont été égalés par Petro-Canada. Par ailleurs, le secteur International a fait un don de 10 000 £ à l'organisme caritatif londonien Disasters Emergency Committee.
- En 2004, Petro-Canada a investi près de 550 000 \$ pour appuyer les athlètes et les entraîneurs des équipes olympique et paralympique canadiennes, par l'intermédiaire de bourses d'études du flambeau olympique, de prix d'excellence aux entraîneurs et d'un financement accordé aux athlètes.
- Les employés et la Société ont donné plus de 2,1 millions \$ dans le cadre des campagnes Centraide en Amérique du Nord en 2004.
- Par l'intermédiaire du programme L'énergie bénévole, Petro-Canada a accordé 406 subventions de 500 \$ à des organismes sans but lucratif appuyés par des employés et des retraités qui œuvrent volontairement au bien-être de leur collectivité. Le montant total des subventions versées depuis la création du programme en 1992 dépassait 1,3 million \$ à la fin de 2004.

Pour en apprendre davantage au sujet de la performance de Petro-Canada en matière de responsabilité sociale, veuillez consulter le Rapport à la collectivité annuel disponible sur le site Web de la Société à www.petro-canada.ca. Le rapport de 2004 sera disponible au deuxième trimestre de 2005.

Dépenses environnementales

En 2004, les dépenses en immobilisations et charges d'exploitation reliées à l'environnement de Petro-Canada ont totalisé 651 millions \$, comparativement à 414 millions \$ en 2003 et à 318 millions \$ en 2002. Les préparatifs en vue de la conformité à la nouvelle réglementation fédérale relative à la teneur limite en soufre de l'essence et du carburant diesel sont en grande partie responsables de l'accroissement des dépenses en 2004.

Les dépenses environnementales ont porté sur : l'achat, l'installation, l'exploitation et l'entretien d'équipement et d'installations visant à réduire la pollution; le remplacement de réservoirs souterrains; la gestion des déchets; les études et la recherche environnementales; les activités de remise en état; et les coûts de main-d'œuvre reliés au personnel et aux consultants en matière environnementale.

Le tableau qui suit présente les dépenses faites par Petro-Canada relativement aux questions environnementales en 2004.

COÛTS ENVIRONNEMENTAUX — EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2004
(en millions de dollars)

	Immobilisations	Charges d'exploitation	Total
Amont	61 \$	66 \$	127 \$
Aval	<u>479</u>	<u>45</u>	<u>524</u>
Total des coûts environnementaux	<u>540</u> \$	<u>111</u> \$	<u>651</u> \$

On trouvera de l'information plus détaillée sur les politiques et la performance de la Société en matière environnementale dans le Rapport à la collectivité annuel disponible à www.petro-canada.ca. Le rapport de 2004 sera disponible au deuxième trimestre de 2005.

RUBRIQUE 6 – PRINCIPAUX ÉLÉMENTS D'INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Les principaux éléments d'information financière consolidée présentés ci-après pour chacun des exercices compris dans la période de trois exercices terminée le 31 décembre 2004 sont tirés des États financiers consolidés vérifiés de Petro-Canada. L'information présentée ci-après devrait être lue en parallèle avec le Rapport de gestion, les États financiers consolidés et les notes y afférentes ainsi que les autres informations financières.

PRINCIPAUX ÉLÉMENTS D'INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

(en millions de dollars, sauf les données par action)

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2004	2003	2002
Données de l'état des résultats			
Produits			
Exploitation	14 687 \$	12 887 \$	10 374 \$
Revenus de placement et autres produits	(310)	12	–
Total des produits	<u>14 377 \$</u>	<u>12 899 \$</u>	<u>10 374 \$</u>
Bénéfice avant impôts	3 245 \$	2 960 \$	1 798 \$
Impôts sur le bénéfice	1 488	1 310	843
Bénéfice net	<u>1 757 \$</u>	<u>1 650 \$</u>	<u>955 \$</u>
Bénéfice			
Gaz naturel nord-américain	500 \$	459 \$	169 \$
Pétrole de la côte Est	711	597	428
Sables pétrolifères	120	(52)	78
International	372	297	225
Aval	310	263	249
Services partagés	<u>(125)</u>	<u>(182)</u>	<u>(144)</u>
Bénéfice d'exploitation ^{1,2}	1 888	1 382	1 005
Conversion de devises	63	239	(52)
Perte non réalisée associée aux contrats dérivés pour Buzzard	(205)	–	–
Gain à la cession d'éléments d'actif	11	29	2
Bénéfice net	<u>1 757 \$</u>	<u>1 650 \$</u>	<u>955 \$</u>
Bénéfice de base par action	6,64 \$	6,23 \$	3,63 \$
Bénéfice dilué par action	6,55	6,16	3,59
Dividendes par action	0,60	0,40	0,40
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse ²	3 747	3 372	2 276
Données du bilan (à la fin de l'exercice)			
Total de l'actif	18 100	14 774	13 544
Dette	2 580	2 229	3 057
Espèces et quasi-espèces	170	635	234
Avoir des actionnaires	8 739	7 588	5 662
Capital utilisé moyen	10 533 \$	9 268 \$	7 722 \$

1. La Société utilise le bénéfice d'exploitation, qui représente le bénéfice net à l'exclusion des gains ou pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif ainsi que la perte non réalisée associée aux contrats dérivés pour Buzzard, pour évaluer sa performance d'exploitation.
2. Le bénéfice d'exploitation et les flux de trésorerie n'ont pas de sens normalisé prévu par les PCGR du Canada, de sorte qu'ils peuvent ne pas être comparables au calcul de mesures semblables fait par d'autres sociétés.

INFORMATION TRIMESTRIELLE
(en millions de dollars, sauf les données par action)

	2004				2003			
	Trimestres terminés les				Trimestres terminés les			
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Total des produits	<u>3 473</u>	<u>\$ 3 565</u>	<u>\$ 3 622</u>	<u>\$ 3 717</u>	<u>\$ 3 722</u>	<u>\$ 2 957</u>	<u>\$ 3 118</u>	<u>\$ 3 102</u>
Bénéfice								
Amont								
Gaz naturel nord-américain	119	133	117	131	163	142	91	63
Pétrole de la côte Est	186	182	190	153	162	157	139	139
Sables pétrolifères	34	25	51	10	12	11	20	(95)
International	123	72	93	84	64	70	113	50
Aval	87	92	40	91	130	126	(27)	34
Services partagés	<u>(32)</u>	<u>(33)</u>	<u>(30)</u>	<u>(30)</u>	<u>(46)</u>	<u>(55)</u>	<u>(40)</u>	<u>(41)</u>
Bénéfice d'exploitation	517	471	461	439	485	451	296	150
Conversion de devises	(13)	(21)	54	43	94	98	4	43
Perte non réalisée associée aux contrats dérivés pour Buzzard	-	(57)	(107)	(41)	-	-	-	-
Gain (perte) à la cession d'éléments d'actif	<u>9</u>	<u>-</u>	<u>2</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>35</u>	<u>(11)</u>	<u>5</u>
Bénéfice net	<u>513</u>	<u>\$ 393</u>	<u>\$ 410</u>	<u>\$ 441</u>	<u>\$ 579</u>	<u>\$ 584</u>	<u>\$ 289</u>	<u>\$ 198</u>
Bénéfice par action								
de base	1,93	\$ 1,48	\$ 1,54	\$ 1,69	\$ 2,19	\$ 2,20	\$ 1,09	\$ 0,75
dilué	1,90	\$ 1,46	\$ 1,52	\$ 1,67	\$ 2,16	\$ 2,17	\$ 1,08	\$ 0,74

Dividendes

De temps à autre, Petro-Canada examine sa stratégie en matière de dividendes afin de s'assurer que sa politique de dividende est alignée sur les attentes des actionnaires et sur ses objectifs financiers et de croissance. À l'heure actuelle, la première priorité de la Société relativement à l'encaisse disponible est de financer des occasions de croissance rentables. La deuxième priorité est de retourner des fonds aux actionnaires au moyen de dividendes et de programmes de rachat d'actions. À partir du dividende du deuxième trimestre versé le 1^{er} avril 2004, la Société a majoré le dividende trimestriel de 50 % pour le porter à 0,15 \$ par action. Les dividendes totaux versés en 2004 ont été de 159 millions \$, comparativement à 106 millions \$ en 2003.

RUBRIQUE 7 – DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Description générale de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de la Société est composé d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries et désignées en tant qu'actions privilégiées de premier rang et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries et désignées en tant qu'actions privilégiées de second rang. Au 31 décembre 2004, on comptait 260 025 211 actions ordinaires émises et en circulation. À la connaissance du Conseil d'administration et des dirigeants de Petro-Canada, personne ne détient en propriété véritable ni n'exerce une emprise sur des titres comportant 10 % ou plus des droits de vote s'attachant à n'importe quelle catégorie de titres comportant droit de vote de la Société, sauf Wellington Management Company LLP, qui exerce une emprise sur 26 442 783 actions ordinaires représentant environ 10,089 % des actions ordinaires en circulation. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'assister à toutes les assemblées des actionnaires et d'y voter en exerçant une voix par action ordinaire détenue. Étant donné qu'aucune action privilégiée de premier rang ni aucune action privilégiée de second rang n'est émise et en circulation, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de

recevoir tout dividende déclaré par le Conseil d'administration sur les actions ordinaires et, en cas de répartition des actifs de la Société entre ses actionnaires aux fins de la liquidation de ses affaires, les porteurs des actions ordinaires seront fondés à participer sur un pied d'égalité, action pour action, à tout partage de ces actifs.

Restrictions

Restrictions statutaires visant notamment la propriété et les droits de vote

La *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada* exige que les statuts de Petro-Canada comprennent certaines restrictions concernant la propriété des actions avec droit de vote de la Société et l'exercice des droits de vote conférés par de telles actions. Les actions ordinaires de Petro-Canada sont des actions avec droit de vote.

Aucune personne ne peut, de concert avec des personnes avec qui elle a des liens, être le souscripteur, le cessionnaire, le détenteur ou le véritable propriétaire ni avoir le contrôle, autrement qu'à titre de garantie seulement, au total, d'actions avec droit de vote de Petro-Canada conférant plus de 20 % des droits de vote s'attachant à toutes les actions avec droit de vote en circulation de Petro-Canada ni exercer les droits de vote conférés par des actions auxquelles s'attachent plus de 20 % desdits droits de vote.

Ainsi que le requiert la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, les statuts de Petro-Canada contiennent des dispositions visant la mise en application de ces restrictions et prévoyant notamment la suspension des droits de vote, la perte du droit aux dividendes, l'interdiction du transfert d'actions, la vente obligatoire d'actions, le rachat et la suspension d'autres droits des actionnaires. Le Conseil d'administration peut également exiger à tout moment que les détenteurs ou les souscripteurs d'actions avec droit de vote et certaines autres personnes produisent une déclaration solennelle sur certaines questions relatives à l'application des restrictions, notamment la propriété d'actions avec droit de vote. Petro-Canada ne peut accepter aucune souscription d'actions avec droit de vote, ni émettre de telles actions ni inscrire le transfert de telles actions s'il en résulte une contravention aux restrictions concernant la propriété individuelle.

Conformément aux exigences de la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, les statuts de Petro-Canada comprennent également des dispositions qui obligent celle-ci à conserver son siège social à Calgary (Alberta), l'empêchent de céder, notamment par vente ou transfert, la totalité ou une partie importante de ses biens dans le cadre d'une ou de plusieurs transactions liées, à toute personne ou tout groupe de personnes liées ou encore à des non-résidents, autrement qu'à titre de garantie de financement de Petro-Canada seulement et l'obligent à garantir (et à adopter, de temps à autre, des politiques décrivant la manière dont Petro-Canada entend remplir son obligation de garantir) au public le droit de communiquer avec son siège social et d'en recevoir les services dans l'une ou l'autre des langues officielles du Canada (le français et l'anglais), cette obligation valant également pour tous autres lieux où elle offre des services, lorsque Petro-Canada estime que l'emploi d'une de ces langues fait l'objet d'une demande importante.

Rapports commerciaux

Petro-Canada entretient des rapports commerciaux avec diverses sociétés d'État du gouvernement fédéral visant la vente de produits. Ces rapports ont été entretenus jusqu'ici suivant les mêmes conditions que celles offertes à des tiers ayant les mêmes exigences et ils le demeureront. Par suite de la vente effectuée par le gouvernement du Canada de ses actions de Petro-Canada en 2004, le gouvernement ne détient plus aucun droit de propriété directement à l'égard de la Société.

Notes

Le tableau ci-dessous présente les notes attribuées en date du 31 décembre 2004 par les agences de notation indiquées. La note d'un titre ne vaut pas une recommandation d'achat, de vente ni de maintien des positions à l'égard de titres et la note peut être révisée ou retirée à tout moment par l'agence de notation qui l'a attribuée.

NOTES DE PETRO-CANADA

	Moody's Investors Service Inc.	Standard & Poor's Rating Services	Dominion Bond Rating Service
Perspectives	Stable	Stable	Stable
De premier rang non garanti	Baa2	BBB	A (faible)
Court terme	—	—	R-1 (faible)

RUBRIQUE 8 – MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Cours et volume des opérations

Le capital-actions en circulation de la Société est constitué d'actions ordinaires dont chacune confère un droit de vote. Les actions ordinaires de la Société sont négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole PCA et à la Bourse de New York sous le symbole PCZ.

Le plus gros volume d'opérations portant sur les actions de la Société est négocié à la Bourse de Toronto. Le tableau ci-dessous présente la fourchette des cours et le volume de négociation par mois à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York en 2004.

OPÉRATIONS SUR LES ACTIONS DE PETRO-CANADA À LA BOURSE DE TORONTO ET À LA BOURSE DE NEW YORK EN 2004

	Bourse de Toronto				Bourse de New York			
	Variation des cours (en dollars par action)			Volume d'actions (en millions)	Variation des cours (en dollars US par action)			Volume d'actions (en millions)
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
2004								
Janvier	68,65 \$	57,82 \$	57,82 \$	23,5	52,81 \$	43,68 \$	43,68 \$	1,5
Février	60,55	56,51	60,32	27,2	45,63	42,37	45,08	1,2
Mars	61,10	55,85	57,62	24,1	45,95	41,90	43,85	1,9
Avril	61,89	57,80	60,62	19,7	45,79	43,89	44,22	1,1
Mai	64,16	58,81	60,15	16,6	46,73	43,07	43,30	1,2
Juin	59,60	56,65	57,65	20,4	44,15	41,78	43,20	1,0
Juillet	62,45	56,40	62,05	19,2	47,05	42,63	46,91	1,2
Août	62,30	59,72	61,50	16,3	47,50	45,33	46,77	1,0
Septembre	67,24	61,40	65,74	36,7	52,20	47,60	51,95	8,4
Octobre	69,49	65,29	66,48	28,8	55,85	52,10	54,49	4,1
Novembre	67,79	62,50	67,79	25,3	57,10	52,42	57,10	3,5
Décembre	66,94	60,60	61,17	30,5	56,50	48,80	51,02	3,3

Ventes antérieures

Petro-Canada et sa filiale en propriété exclusive, PC Financial Partnership, ont déposé un prospectus préalable daté du 3 novembre 2004 qui permet à la Société d'émettre des titres d'emprunt d'un montant maximum de 1 milliard \$ US aux États-Unis jusqu'en décembre 2006. Le 8 novembre 2004, PC Financial Partnership a émis des billets de premier rang d'un capital de 400 millions \$ US, un montant de 600 millions \$ US demeurant disponible en vertu du prospectus préalable. Les détails de cet appel public à l'épargne sont présentés ci-dessous :

Objectif du placement :	Rembourser la dette bancaire engagée dans le cadre de l'acquisition de Prima Energy Corporation
Montant du placement :	400 millions \$ US
Date d'échéance :	15 novembre 2014
Type de titres :	billets de premier rang, 5,00 %
Produit net du placement :	394,3 millions \$ US
Prix d'offre :	99,472 % par billet
Emploi du produit :	Rembourser la facilité de crédit à taux variable à court terme contractée aux fins de l'acquisition

RUBRIQUE 9 – TITRES ENTIÉRCÉS

Sans objet.

RUBRIQUE 10 – ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Administrateurs

Le tableau ci-dessous présente certains renseignements concernant les administrateurs de la Société. On peut trouver des renseignements détaillés sur la propriété d'actions, le régime d'unités d'actions différées (UAD) et la rémunération des administrateurs dans la Circulaire de procuration de la direction datée du 3 mars 2005.

RON A. BRENNEMAN
Calgary (Alberta) Canada
Administrateur depuis : 2000
Actions détenues : 38 134
UAD détenues : 94 664

Ron Brenneman est le président et chef de la direction de la Société. Avant de se joindre à celle-ci en 2000, il a occupé divers postes au sein d'Exxon Corporation (société pétrolière intégrée) et de sociétés du même groupe. Il agit également à titre d'administrateur de La Banque de Nouvelle-Écosse et de BCE Inc. Il siège au conseil d'administration du Conseil canadien des chefs d'entreprise et du Conseil pour l'unité canadienne. M. Brenneman est titulaire des diplômes suivants : B.Sc. et M.Sc.

ANGUS A. BRUNEAU, O.C.
St. John's
(Terre-Neuve-et-Labrador)
Canada
Administrateur depuis : 1996
Actions détenues : 2 757
UAD détenues : 4 594

Angus Bruneau est président du conseil d'administration de Fortis Inc. (société de services publics et d'autres services). Il agit également à titre d'administrateur de Inco Limitée et de Groupe SNC-Lavalin inc. Il joue un rôle actif au sein de la direction d'un certain nombre d'organismes à but non lucratif, comme Technologies du développement durable Canada, l'Institut canadien de la santé infantile, Canada's Top 40 Under 40, la Fondation canadienne pour l'innovation et la Société canadienne pour la conservation de la nature. M. Bruneau est ingénieur (P.Eng.) et titulaire des diplômes suivants : B.Sc., D.Eng. et Ph.D. Il est président du Comité sur l'environnement, la santé et la prévention et membre du Comité de vérification, des finances et du risque.

GAIL COOK-BENNETT
Toronto (Ontario) Canada
Administratrice depuis : 1991
Actions détenues : 2 049
UAD détenues : 9 044

Gail Cook-Bennett est présidente de l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (investissement du régime de retraite public). Elle agit également à titre d'administratrice de Emera Inc. et de la Société Financière Manuvie. M^{me} Cook-Bennett est titulaire des diplômes suivants : B.A., M.A. et Ph.D. (économie). Elle est présidente du Comité de la retraite et membre du Comité de vérification, des finances et du risque.

RICHARD J. CURRIE, O.C
Toronto (Ontario) Canada
Administrateur depuis : 2003
Actions détenues : 10 000
UAD détenues : 788

Dick Currie est président du conseil d'administration de Bell Canada Entreprises (BCE Inc.) (télécommunications). De 1996 à 2002, il a été président et administrateur de George Weston limitée (transformation et distribution d'aliments). Il agit à titre d'administrateur de CAE, Inc. et de Staples, Inc. Il est aussi chancelier de l'Université du Nouveau-Brunswick. M. Currie est titulaire des diplômes suivants : B.Eng. et M.B.A. Il est membre du Comité de la relève et de la rémunération de la direction et du Comité de la retraite.

<p>CLAUDE FONTAINE, c.r. Montréal (Québec) Canada Administrateur depuis : 1987 Actions détenues : 10 407 UAD détenues : 12 776</p>	<p>Claude Fontaine est un associé principal de Ogilvy Renault (avocats). Il agit également à titre d'administrateur de Optimum Général Inc. Il siège au conseil de l'Institut des Administrateurs de Sociétés (dont il est vice-président national et préside la Section du Québec) et de la Fondation de l'Institut de cardiologie de Montréal. Il est gouverneur honoraire du Conseil pour l'unité canadienne. M. Fontaine est titulaire des diplômes suivants : B.A. et LL.L. Il est membre du Comité de la relève et de la rémunération de la direction et du Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature.</p>
<p>PAUL HASELDONCKX Essen, Allemagne Administrateur depuis : 2002 Actions détenues : 3 301 UAD détenues : 2 241</p>	<p>Paul Haseldonckx a été président du directoire de Veba Oil & Gas GmbH (société pétrolière et gazière intégrée) et des sociétés qu'elle a remplacées. Il est professeur invité dans le cadre du programme de maîtrise en gestion internationale de l'université Leiden. M. Haseldonckx est titulaire d'une M.Sc. Il est membre du Comité de vérification, des finances et du risque et du Comité sur l'environnement, la santé et la prévention.</p>
<p>THOMAS E. KIERANS, O.C. Toronto (Ontario) Canada Administrateur depuis : 1991 Actions détenues : 20 450 UAD détenues : 2 530</p>	<p>Tom Kierans est président du conseil de CSI Global Markets (formation et accréditation financières), une entreprise à but lucratif. Depuis 1999, il a été successivement président directeur du conseil et président du conseil de l'Institut canadien de recherches avancées. Il agit également à titre d'administrateur de la Société Financière Manuvie et de BCE Inc. Il est conseiller auprès de Corporation Lazard (Canada) ainsi que de la York University et de la University of Western Ontario. Il est titulaire d'un B.A. (Honours) et d'une M.B.A. (finances – liste d'honneur du doyen) et il est fellow de l'Institut (canadien) des administrateurs de sociétés. Il est président du Comité de la relève et de la rémunération de la direction et membre du Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature.</p>
<p>BRIAN F. MACNEILL Calgary (Alberta) Canada Administrateur depuis : 1995 Actions détenues : 5 100 UAD détenues : 15 842</p>	<p>Brian MacNeill est président du Conseil d'administration de Petro-Canada. Auparavant, il était président et chef de la direction de Enbridge Inc. (secteur des pipelines). Il agit également à titre de président du conseil et d'administrateur de Dofasco Inc. et à titre d'administrateur de la Banque Toronto-Dominion, de West Fraser Timber Co. Ltd. et de TELUS Corporation. Il est membre des instituts des comptables agréés de l'Alberta et de l'Ontario et de l'Institut des dirigeants financiers du Canada. Il est fellow de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et président du conseil des gouverneurs de la University of Calgary. M. MacNeill est expert-comptable (CPA) et titulaire d'un B.Comm. Il est membre de tous les comités du Conseil d'administration de la Société.</p>
<p>MAUREEN McCAW Edmonton (Alberta) Canada Administratrice depuis : 2004 Actions détenues : 494 UAD détenues : 550</p>	<p>Maureen McCaw est présidente de Criterion Research Corp. (recherche en commercialisation), société qu'elle a fondée en 1986. Elle est présidente sortante de la Chambre de commerce d'Edmonton, au sein de laquelle elle continue d'agir à titre d'administratrice. Elle siège également à un certain nombre de conseils et de comités consultatifs de l'Alberta. M^{me} McCaw est titulaire d'un B.A. et membre du Comité sur l'environnement, la santé et la prévention et du Comité de la retraite.</p>

PAUL D. MELNUK St. Louis (Missouri) États-Unis Administrateur depuis : 2000 Actions détenues : 2 200 UAD détenues : 5 897	Paul Melnuk est président du conseil et chef de la direction de Thermadyne Holdings Corporation (produits industriels), et associé directeur de FTL Capital Partners LLC (banque d'investissement). Auparavant, il était président du conseil d'administration de Thermadyne Holdings Corporation. Il a été président et chef de la direction de Bracknell Corporation et de la Société aurifère Barrick. Il est membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et de la World Presidents' Organization, section St. Louis. M. Melnuk est titulaire d'un B.Comm. Il est président du Comité de vérification, des finances et du risque et membre du Comité sur l'environnement, la santé et la prévention.
GUYLAINE SAUCIER, FCA, C.M. Montréal (Québec) Canada Administratrice depuis : 1991 Actions détenues : 4 260 UAD détenues : 13 788	Guylaine Saucier a été présidente du Comité mixte sur la gouvernance d'entreprise, du conseil de la Société Radio-Canada et de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Elle agit à titre d'administratrice de Altran Technologies, de la Banque de Montréal, de Corporation Nortel Networks, de AXA Assurances Inc. et de Corporation Hélicoptère CHC. M ^{me} Saucier est titulaire des diplômes suivants : B.A. et B.Comm. Elle est Fellow de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Elle est présidente du Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature et membre du Comité de la retraite.
JAMES W. SIMPSON Danville (Californie) États-Unis Administrateur depuis : 2004 UAD détenues : 413	Jim Simpson est ancien président de Chevron Canada Resources (société pétrolière et gazière). Il a également été président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et vice-président du conseil de la Canadian Association of the World Petroleum Congresses. M. Simpson est titulaire d'un B.Sc. et d'une M.Sc. et est membre du Comité de vérification, des finances et du risque et du Comité sur l'environnement, la santé et la prévention.

Le mandat de chacun des administrateurs nommés ci-dessus prendra fin à la clôture de la prochaine assemblée annuelle des actionnaires de la Société ou lorsque son successeur sera élu ou nommé.

Membres de la direction

Le tableau ci-dessous présente certains renseignements concernant les membres de la direction de la Société.

Nom et municipalité de résidence	Dirigeant depuis	Occupation principale¹
Brian F. MacNeill Calgary (Alberta)	2000	Président du Conseil d'administration de la Société
Équipe de leadership de la haute direction		
Ron A. Brenneman Calgary (Alberta)	2000	Président et chef de la direction de la Société
Peter S. Kallos Londres (Angleterre)	2003	Vice-président directeur, International
Boris J. Jackman Mississauga (Ontario)	1993	Vice-président directeur, Aval
E. F. H. Roberts Calgary (Alberta)	1989	Vice-président directeur et chef des finances
Brant G. Sangster Calgary (Alberta)	1988	Vice-président principal, Sables pétrolifères
Kathleen E. Sendall Calgary (Alberta)	1996	Vice-présidente principale, Gaz naturel nord-américain

Nom et municipalité de résidence	Dirigeant depuis	Occupation principale¹
Gordon J. Carrick St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	2002	Vice-président, Côte Est
Amont		
Youssef Ghoniem Dorsten (Allemagne)	2002	Vice-président principal, Exploitation
Nicholas A. Maden Londres (Angleterre)	2003	Vice-président, Exploration internationale et extracôtière
Gerhard Kinast Londres (Angleterre)	2002	Vice-président, Finances
Graham Lyon Londres (Angleterre)	2004	Vice-Président, Expansion commerciale, International
Donald M. Clague Denver (Colorado)	2002	Vice-président, Opérations aux É.-U., Gaz naturel nord-américain
François Langlois Calgary (Alberta)	2002	Vice-président, Exploration, Gaz naturel nord-américain
John D. Miller Calgary (Alberta)	2004	Vice-président, Commercialisation du gaz naturel
Leon Sorenson Calgary (Alberta)	2004	Vice-président, Opérations canadiennes, Gaz naturel nord-américain
Aval		
Randall B. Koenig Oakville (Ontario)	1996	Vice-président, Lubrifiants
S. Ford Ralph Erin (Ontario)	1985	Vice-président, Ventes au détail et Ventes en gros
Frederick Scharf Mississauga (Ontario)	2003	Vice-président, Marketing
Daniel P. Sorochan Mississauga (Ontario)	2003	Vice-président, Raffinage et approvisionnement
Services partagés		
Andrew Stephens ² Calgary (Alberta)	1993	Vice-président, Planification et communications de la Société
W. A. (Alf) Peneycad ² Calgary (Alberta)	1986	Vice-président, conseiller juridique principal et chef de la conformité
M. A. (Greta) Raymond ² Calgary (Alberta)	2001	Vice-présidente, Ressources humaines et Environnement, santé et prévention, et chef de la protection de la vie privée
Hugh L. Hooker Calgary (Alberta)	2004	Conseiller juridique principal adjoint et secrétaire général
Douglas S. Fraser Calgary (Alberta)	2002	Trésorier
Christopher J. Smith Calgary (Alberta)	1989	Contrôleur
Michael Danyluk Calgary (Alberta)	2004	Chef de l'information

1. Chacun des membres de la haute direction a exercé l'occupation principale indiquée ci-dessus ou a occupé un poste de haut dirigeant au sein de Petro-Canada au cours des cinq dernières années, à l'exception de Ron A. Breneman, qui était directeur général de la

planification d'Exxon Corporation avant janvier 2000, avant quoi il a exercé diverses fonctions au sein d'Exxon et de sociétés du même groupe; de Brian F. MacNeill, qui était président et chef de la direction d'Enbridge Inc. avant 2001; de Donald M. Clague, qui était directeur, Exploration – Côte Est/Zone extracôtière avant 2002, avant quoi il était géophysicien en chef; de Douglas S. Fraser, qui était directeur principal, Comptabilité et contrôle du secteur Aval avant 2002; de François Langlois, qui était directeur, Exploration – Sud avant 2002, avant quoi il était directeur général, Afrique du Nord et, auparavant, chef d'équipe, Exploration des avant-monts; de Peter S. Kallos, qui était vice-président, Planification générale et communications avant 2003, avant quoi il était directeur, Affaires étrangères de Shell Exploration and Production U.K., avant quoi il était directeur général de l'unité d'exploitation britannique d'Enterprise et, auparavant, chef de la direction de la filiale italienne d'Enterprise; de Nicholas Maden, qui était directeur de l'exploration, segment International avant 2003 et, auparavant, directeur de l'expansion commerciale de Veba Oil & Gas GmbH, avant quoi il a occupé diverses fonctions de gestion dans le domaine de l'exploration auprès d'ARCO; de Fred Scharf, qui était directeur général, Ouest du Canada – Ventes en gros/au détail avant 2003; de Daniel Sorochan, qui était directeur principal, Expansion commerciale, raffinage et approvisionnement avant 2003, avant quoi il était directeur général de la raffinerie d'Oakville; de Leon Sorenson, qui était Directeur, Ingénierie et activités de production, Ouest du Canada avant 2004, avant quoi il était Directeur, Mise en valeur du Nord, Mise en valeur et activités, Ouest du Canada et, auparavant, Directeur, Ingénierie et technologie; de Graham Lyon, qui était directeur principal, développement des affaires avant 2004 et, auparavant, responsable du développement des affaires, Deminex UK Oil & Gas; de Michael Danyluk, qui était Directeur divisionnaire principal, Système informatiques avant 2004; de John Miller, qui était Directeur général, Commercialisation du gaz avant 2004, avant quoi il était Directeur, Infrastructure, Sables pétrolifères, avant quoi il était Gestionnaire de portefeuille, Intégration commerciale, Sables pétrolifères et, auparavant, Gestionnaire de portefeuille, Commercialisation du gaz naturel; et de Hugh Hooker, qui était avocat général associé avant 2004.

2. Membre associé de l'Équipe de leadership de la haute direction.

Information supplémentaire au sujet des administrateurs

À la connaissance de Petro-Canada, aucun administrateur de Petro-Canada n'est ou n'a été, au cours des dix dernières années, administrateur ou membre de la haute direction d'un émetteur qui, pendant que cette personne exerçait cette fonction, a) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières canadienne pendant plus de 30 jours consécutifs, b) après la cessation des fonctions de la personne, a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières canadienne pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant que la personne exerçait cette fonction ou c) a, pendant que la personne exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens, sauf :

- i) Mme Saucier, qui fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations à titre d'administratrice de Corporation Nortel Networks. Le 31 mai 2004, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (CVMO) a rendu une ordonnance définitive d'interdiction d'opérations (OIO) à l'intention de la direction interdisant à certains administrateurs et cadres supérieurs ainsi qu'à certains employés actuels et anciens de Corporation Nortel Networks et de Corporation Nortel Networks Limitée de faire des opérations sur les titres de Corporation Nortel Networks et de Corporation Nortel Networks Limitée, mettant ainsi fin à l'ordonnance provisoire rendue le 17 mai 2004. Cette ordonnance définitive demeurera en vigueur tant que deux jours ouvrables complets ne se seront pas écoulés après la réception par la CVMO de tous les documents devant être déposés par Corporation Nortel Networks et Corporation Nortel Networks Limitée conformément aux lois sur les valeurs mobilières de l'Ontario. Les commissions des valeurs mobilières de certaines autres provinces ont rendu des ordonnances semblables à l'égard de certains initiés de Corporation Nortel Networks et de Corporation Nortel Networks Limitée qui résident dans ces territoires.
- ii) MM. Currie et Kierans, qui étaient administrateurs de Téléglobe Inc. de décembre 2000 jusqu'en avril 2002. Téléglobe a demandé la protection du tribunal en vertu des lois sur l'insolvabilité le 28 mai 2002.

Pratiques en matière de régie d'entreprise

Principes

En tant que société pétrolière et gazière internationale cotée en bourse, Petro-Canada reconnaît l'importance de suivre des normes de régie d'entreprise supérieures. La Société a élaboré de saines politiques et pratiques en matière de régie d'entreprise, qui sont examinées et révisées continuellement et elle adopte une approche fondée sur des « pratiques exemplaires » aux fins de toutes ses initiatives en matière de régie d'entreprise. Le Conseil d'administration, la direction et les employés de la Société estiment qu'une solide régie d'entreprise est essentielle à la création de

valeur pour les actionnaires et au maintien de la confiance des investisseurs. Le Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature a la responsabilité de surveiller l'élaboration des politiques et des pratiques en matière de régie d'entreprise et la conformité à cet égard.

Conseil d'administration

Le Conseil d'administration est chargé de surveiller la gestion des activités commerciales et des affaires internes de la Société. Il a le pouvoir et l'obligation en vertu de la loi d'agir de bonne foi dans le but de protéger et d'accroître la valeur de la Société dans l'intérêt de tous les actionnaires. Dans ce but, les membres du Conseil d'administration doivent exercer un jugement indépendant avec la plus grande honnêteté et intégrité en agissant en conformité avec toutes les politiques et procédures de la Société, toutes les exigences légales et tous les régimes réglementaires.

Composition du Conseil d'administration

Les statuts de la Société prévoient que le Conseil d'administration se compose d'au moins neuf et d'au plus 13 administrateurs. Le nombre d'administrateurs peut être augmenté ou réduit par résolution du Conseil d'administration tout en restant compris dans la fourchette précisée dans les statuts.

Les actionnaires de la Société élisent le Conseil d'administration à l'assemblée annuelle tenue chaque année. Le Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature a la responsabilité de recommander les candidats administrateurs au Conseil d'administration en tenant compte des compétences et des aptitudes requises au sein du Conseil d'administration et des compétences et des aptitudes que les candidats pourraient apporter au Conseil d'administration, s'ils étaient élus.

Indépendance du Conseil d'administration

Il est essentiel que le Conseil d'administration soit indépendant pour s'acquitter de son mandat de supervision des activités commerciales et des affaires internes de la Société. Sauf un membre du Conseil d'administration, tous les administrateurs actuels sont « non reliés » aux termes des lignes directrices sur la régie d'entreprise de la Bourse de Toronto et « indépendants » aux termes du projet de règlement 58-101 (Règlement 58-101), des normes en matière de régie d'entreprise de la Bourse de New York et de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*¹. Ron A. Brenneman, président et chef de la direction de Petro-Canada, n'est pas non relié ni indépendant. Le Conseil d'administration a déterminé qu'aucun autre administrateur n'avait de relation avec la Société qui soit susceptible de compromettre sa qualité d'administrateur non relié ou indépendant aux termes des règles et politiques qui précèdent. Afin de favoriser davantage l'atteinte de l'objectif de la Société quant au maintien de l'indépendance des administrateurs, une partie de chaque réunion du Conseil d'administration se tient à huis clos sans la présence de la direction.

Responsabilités du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration supervise la gestion des activités commerciales et des affaires internes de Petro-Canada, qui est effectuée dans le cadre du processus de gestion quotidienne de la Société exécuté par le président et chef de la direction et l'équipe de leadership de la haute direction. Les principales responsabilités du Conseil d'administration comprennent les suivantes :

- gérer ses propres affaires, y compris la planification de sa composition, la sélection de son président, la nomination des membres des comités et de leur président, l'établissement des procédures relatives au Conseil d'administration et aux comités et la détermination de la rémunération des administrateurs;
- assumer la responsabilité de la sélection, du maintien en fonction, de la relève et de la rémunération des cadres supérieurs;
- effectuer une évaluation annuelle du rendement du président et chef de la direction et dresser une liste d'objectifs particuliers pour l'année qui suit;
- élaborer et approuver la mission de l'entreprise de Petro-Canada, ainsi que les objectifs et buts de celle-ci et la stratégie permettant de les atteindre;
- surveiller la progression de la Société quant à l'atteinte de ses objectifs et prendre des mesures pour atteindre ceux-ci;
- approuver et surveiller la conformité quant à toutes les politiques et procédures importantes relatives à l'exploitation de la Société;
- examiner et approuver les états financiers, le plan d'affaires et le budget d'immobilisations de la Société;

¹ D'autres renseignements au sujet de ces règles sont présentés dans la présente Notice annuelle sous la rubrique « Exigences législatives et réglementaires » et dans la Circulaire de procuracy de la direction de la Société datée du 3 mars 2005, ainsi que sur le site Web, à www.petro-canada.ca.

- superviser la communication exacte et en temps opportun des renseignements concernant le rendement de la Société, les états financiers et les faits nouveaux importants aux actionnaires et aux organismes de réglementation; et
- approuver toute nouvelle opération importante qui sort du cours normal des affaires de la Société, toute dépense qui n'est pas prévue dans le budget annuel approuvé par le Conseil d'administration et toute opération dont la valeur est supérieure à 75 millions \$.

Examen du Conseil d'administration

Le président du Conseil d'administration fournit une orientation en ce qui concerne les travaux des comités du Conseil d'administration et le fonctionnement efficace du Conseil d'administration, y compris un processus d'évaluation du rendement du Conseil d'administration. Chaque année, les présidents du Comité de la relève et de la rémunération de la direction et du Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature examinent, en consultation avec d'autres membres du Conseil d'administration, le rendement du président du Conseil d'administration et fixent les objectifs pour l'année qui vient. Le Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature dirige un processus annuel visant à évaluer le Conseil d'administration; de plus, le Conseil d'administration examine de manière informelle son propre rendement à la fin de chacune de ses réunions. Chaque administrateur remplit un formulaire d'autoévaluation annuelle, qui est examiné par le président du Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature et commenté par le Conseil d'administration.

Comités du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration compte actuellement les cinq comités permanents suivants :

- le Comité de vérification, des finances et du risque;
- le Comité de régie d'entreprise et des mises en candidature;
- le Comité de la relève et de la rémunération de la direction;
- le Comité de la retraite; et
- le Comité sur l'environnement, la santé et la prévention.

Chaque comité est généralement composé de cinq membres, qui sont tous « non reliés » aux termes des lignes directrices sur la régie d'entreprise de la Bourse de Toronto et « indépendants » aux termes du Règlement 58-101, des normes en matière de régie d'entreprise de la Bourse de New York et de la SOX. Ron A. Brenneman, président et chef de la direction de Petro-Canada, n'est membre d'aucun des comités, mais il est invité à assister à toutes leurs réunions, sauf les parties de ces réunions tenues à huis clos.

Chaque comité entreprend des examens détaillés d'aspects particuliers de la Société. Les réunions des comités constituent un forum plus petit et intime que les réunions plénières du Conseil d'administration et sont conçues de manière à favoriser davantage les discussions exhaustives et franches. Le président de chaque comité fournit un rapport au Conseil d'administration après la tenue d'une réunion de son comité.

Pour plus de renseignements au sujet des comités du Conseil d'administration, veuillez consulter la ligne directrice n° 9 dans la Circulaire de procuration de la direction datée du 3 mars 2005, décrivant la conformité de la Société aux lignes directrices sur la régie d'entreprise de la Bourse de Toronto. De plus, le mandat de chaque comité est présenté sur le site Web de la Société, à www.petro-canada.ca.

Pour plus de renseignements au sujet du Comité de vérification, des finances et du risque, veuillez consulter la section intitulée Information sur le Comité de vérification de la présente notice annuelle.

Exigences législatives et réglementaires

Le Conseil d'administration doit agir en conformité avec les statuts et règlements de la Société, la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, la législation sur les valeurs mobilières, la législation environnementale et les autres législations pertinentes.

Canada : *Règlement 58-101, projet d'Instruction générale 58-201 (Instruction 58-201) et lignes directrices sur la régie d'entreprise de la Bourse de Toronto*

Au Canada, les actions de Petro-Canada sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto, qui exige que chaque société inscrite communique annuellement son approche en matière de régie d'entreprise. Petro-Canada doit présenter cette information en faisant des renvois à chaque ligne directrice sur la régie d'entreprise de la Bourse de Toronto; si la pratique de la Société diffère d'une de ces lignes directrices ou si l'une de celles-ci ne s'applique pas, la Société doit expliquer cette différence ou les raisons qui justifient leur non-application. De plus, les organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières ont publié le projet de Règlement 58-101 et le projet d'Instruction 58-201, qui prévoient aussi des lignes directrices et des exigences d'information détaillées en matière de

régie d'entreprise. Il est prévu que le Règlement 58-101 et l'Instruction 58-201 seront adoptés et s'appliqueront aux exercices se terminant à compter du 30 juin 2005.

Bien que les sociétés inscrites ne soient pas encore tenues de fournir de l'information sur la régie d'entreprise conformément au Règlement 58-101, Petro-Canada présente cette information sur le site Web de la Société, à www.petro-canada.ca. Les pratiques actuelles de la Société en matière de régie d'entreprise sont conformes aux lignes directrices sur la régie d'entreprise de la Bourse de Toronto.

États-Unis : normes de régie d'entreprise de la Bourse de New York et SOX

Aux États-Unis, les actions de Petro-Canada sont inscrites à la cote de la Bourse de New York. En tant qu'émetteur privé étranger aux États-Unis, Petro-Canada n'est pas tenue de se conformer à la plupart des normes de régie d'entreprise de la Bourse de New York. Cependant, la Société doit communiquer les différences importantes entre ses pratiques en matière de régie d'entreprise et les exigences applicables aux émetteurs nationaux américains inscrits à la cote de la Bourse de New York. De plus, à compter du 31 juillet 2005, Petro-Canada sera tenue de se conformer à certaines exigences relatives au comité de vérification énoncées dans les normes de régie d'entreprise de la Bourse de New York.

Petro-Canada respecte essentiellement les normes d'inscription en matière de régie d'entreprise et les exigences relatives au comité de vérification actuellement prévues par la Bourse de New York. Il n'y a aucune différence notable entre les pratiques en matière de régie d'entreprise mises en œuvre par Petro-Canada et celles qui s'appliquent aux émetteurs nationaux américains en vertu des normes d'inscription de la Bourse de New York. Petro-Canada a continué d'adapter ses pratiques afin qu'elles soient conformes aux exigences prévues par les normes d'inscription de la Bourse de New York et la SOX. Elle a notamment commencé à réviser les mandats écrits du Conseil d'administration et des comités du Conseil afin de fournir des renseignements supplémentaires concernant leur objectif, leurs responsabilités et leurs procédures. De plus, la Société a mis en place une ligne téléphonique à l'intention des dénonciateurs afin que les employés puissent communiquer sous le couvert de l'anonymat leurs préoccupations au bureau du chef de la conformité et au président du Comité de vérification, des finances et du risque. Petro-Canada a également un Code des pratiques commerciales applicable à tous les administrateurs, dirigeants et employés et un Code de déontologie à l'intention des agents financiers supérieurs.

De plus amples renseignements concernant le respect par Petro-Canada des normes d'inscription en matière de régie d'entreprise de la Bourse de New York et sa conformité à la SOX sont accessibles sur le site Web de la Société, à www.petro-canada.ca.

Information sur le Comité de vérification

Ci-dessous sont présentés certains renseignements concernant le Comité de vérification, des finances et du risque de la Société, comme il est requis conformément au Règlement 58-101.

Comité de vérification, des finances et du risque

Président : Paul D. Melnuk

Membres : Angus A. Bruneau, Gail Cook-Bennett, Paul Haseldonckx, James W. Simpson et Brian F. MacNeill

Réunions du Comité en 2004 : neuf

Le Comité est composé exclusivement d'administrateurs indépendants, qui ont tous des compétences financières. De plus amples renseignements sur la formation et l'expérience de chaque membre du Comité qui confèrent au membre la connaissance et la compréhension nécessaires des principes et procédés comptables sont présentés ci-dessus sous la rubrique « Administrateurs ». Le Comité a la responsabilité de faire des examens et de formuler des recommandations au Conseil d'administration relativement aux politiques comptables, aux pratiques de communication de l'information et aux contrôles internes de la Société, aux états financiers annuels et intermédiaires et aux renseignements financiers de celle-ci inclus dans les documents d'information de la Société, aux questions de gestion du risque ainsi qu'à l'inscription et à la communication des réserves pétrolières et gazières. Le Comité examine également les conclusions importantes concernant la vérification, les litiges et réclamations d'envergure et tous les points de désaccord entre la direction et les vérificateurs. Le Comité maintient des voies de communication directe avec le vérificateur interne sous contrat et le vérificateur externe. Il se réunit à huis clos tant avec le vérificateur interne sous contrat qu'avec le vérificateur externe au moins une fois par année. Le Comité a la responsabilité de recommander la nomination et la rémunération du vérificateur externe. De plus, il a établi une politique interdisant que des services non liés à la vérification soient fournis par le vérificateur externe. Le mandat

du Comité de vérification, des finances et du risque est joint à la présente notice annuelle en tant qu'annexe C et est accessible sur le site Web de la Société, à www.petro-canada.ca.

Honoraires de vérification

Deloitte & Touche s.r.l. ont été nommés à titre de vérificateurs de la Société le 7 juin 2002. Les honoraires que Deloitte & Touche s.r.l. ont facturés à la Société en contrepartie de leurs services au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 se sont établis comme suit : a) honoraires de vérification – 2 367 000 \$ (2 201 000 \$ en 2003), b) services liés à la vérification aux fins de la vérification des régimes de retraite et services d'attestation – 71 000 \$ (28 000 \$ en 2003) et c) autres services se rapportant aux licences relatives à l'accès aux bases de données de l'industrie – 107 000 \$ (74 000 \$ en 2003).

Le Conseil d'administration applique une politique interdisant aux vérificateurs de fournir des services non liés à la vérification. En 2004, la Société a annulé l'octroi de licences relatives à l'accès aux bases de données de l'industrie fourni par les vérificateurs. Tous les services fournis par les vérificateurs sont approuvés au préalable par le Comité de vérification, des finances et du risque.

Propriété des actions

Au 31 décembre 2004, les administrateurs et les membres de la haute direction de Petro-Canada, en tant que groupe, étaient véritables propriétaires ou exerçaient le contrôle sur 144 580 actions ordinaires, soit moins de 1 % des actions ordinaires de la Société en circulation à cette date.

RUBRIQUE 11 – PROMOTEURS

Sans objet.

RUBRIQUE 12 – POURSUITES

Petro-Canada n'est nommée à titre de défenderesse dans aucune poursuite en responsabilité portant sur une somme importante.

RUBRIQUE 13 – MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur, membre de la haute direction ou actionnaire principal de Petro-Canada, ni aucune personne ayant des liens avec ces personnes ou appartenant au même groupe que l'une d'elles n'a un intérêt important, direct ou indirect, dans quelque opération que ce soit effectuée au cours des trois derniers exercices qui a eu ou qui aura une incidence importante sur Petro-Canada.

RUBRIQUE 14 – AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

Au Canada :
Compagnie Trust CIBC Mellon
600 The Dome Tower
333 - 7th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) T2P 2Z1
Tél. : 1-800-387-0825
Site Web : www.cibcmellon.com

Aux États-Unis :
Mellon Investor Services
44 Wall Street, 6th Floor
New York, New York
10005
Tél. : 1-800-387-0825
Site Web : www.cibcmellon.com

RUBRIQUE 15 – CONTRATS IMPORTANTS

Petro-Canada n'a conclu aucun contrat important hors du cours normal des affaires au cours des deux exercices précédant la date de la présente notice annuelle.

RUBRIQUE 16 – INTÉRÊTS DES EXPERTS

Les vérificateurs de la Société sont Deloitte & Touche s.r.l.; ce cabinet a rédigé un avis sur les états financiers consolidés de la Société établis en date du 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date. M^{me} Kathleen Sendall est vice-présidente principale de la Société et a certifié un rapport portant sur la présentation de l'information relative aux réserves pétrolières et gazières prévue par le Règlement 51-101. Aucune de ces parties ne détient plus de 1 % des titres en circulation de la Société; plus particulièrement, le cabinet Deloitte & Touche s.r.l. a fait savoir qu'il ne détient aucun des titres en circulation de la Société.

RUBRIQUE 17 – RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

De l'information financière est fournie dans les états financiers consolidés et le rapport de gestion de la Société pour son plus récent exercice terminé. Des renseignements complémentaires, y compris sur la rémunération des administrateurs et des hauts dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, sur les principaux porteurs de titres de la Société et sur les titres autorisés à des fins d'émission aux termes de régimes de rémunération à base d'actions sont présentés dans la circulaire de procuration de la direction de la Société datée du 3 mars 2005.

Des exemplaires de la présente Notice annuelle, ainsi que de la dernière Circulaire de procuration de la direction et du Rapport annuel de la Société (qui comprend les états financiers comparatifs vérifiés et le rapport de gestion) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 peuvent être obtenus sur notre site Web, à www.petro-canada.ca, ou par la poste sur demande adressée au secrétaire général de Petro-Canada au 150, 6e Avenue S.-O., Calgary (Alberta) T2P 3E3.

Vous pouvez également avoir accès par l'Internet à nos documents d'information ainsi qu'à tous les rapports, déclarations ou autres renseignements que Petro-Canada dépose auprès des commissions des valeurs mobilières de chaque province canadienne ou d'autres organismes de réglementation semblables au moyen du Système électronique de données, d'analyse et de recherche généralement identifié par l'acronyme SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. SEDAR est l'équivalent canadien de l'*Electronic Document Gathering and Retrieval System* de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, généralement identifié par l'acronyme EDGAR, accessible à l'adresse www.sec.gov.

ANNEXE A
RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES
DU
HAUT DIRIGEANT RESPONSABLE DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Au Conseil d'administration de Petro-Canada (la Société),

1. Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de la société a évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2004. Les données relatives aux réserves comprennent :
 - i) les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées, estimées en date du 31 décembre 2004 au moyen de prix et de coûts constants; et
 - ii) la mesure standardisée des flux de trésoreries nets futurs associés aux quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées.
2. La direction de la Société est responsable des données relatives aux réserves. À titre de membre de la haute direction responsable des données relatives aux réserves d'hydrocarbures de la société, je suis chargée de certifier que les données sur les réserves ont été dûment calculées conformément aux méthodes généralement reconnues dans l'industrie pour l'estimation de données relatives aux réserves.
3. Les membres du personnel et de la direction responsables des réserves de la société ont procédé à leurs évaluations conformément aux méthodes généralement reconnues dans l'industrie pour l'estimation de données relatives aux réserves ainsi qu'aux normes énoncées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le *manuel COGE*) rédigé conjointement par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (*Société des pétroles*), compte tenu des modifications nécessaires eu égard à la définition des réserves prouvées donnée dans les politiques applicables du Financial Accounting Standards Board of Directors des États-Unis (*normes du FASB*) et aux exigences imposées par la Securities and Exchange Commission des États-Unis (*exigences de la SEC*). Les membres du personnel et de la direction responsables des réserves de la société ne sont pas « indépendants » de Petro-Canada, au sens de ces normes.
4. Les normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux pratiques et méthodes d'évaluation présentées dans le manuel COGE, modifiées de manière à respecter les exigences des normes du FASB et des exigences de la SEC.
5. Le tableau suivant présente la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs attribués aux quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées, 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 évaluées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 :

MESURE STANDARDISÉE DES FLUX DE TRÉSORERIE NETS FUTURS – RÉSERVES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES PROUVÉES
(TAUX D'ACTUALISATION DE 10 %)
AU 31 DÉCEMBRE 2004

Emplacement des réserves (par unité commerciale)	Mesure standardisée (après déduction des impôts) (en millions de dollars)
Gaz naturel nord-américain	3 729
Pétrole de la côte est	1 042
Nord-ouest de l'Europe	1 823
Afrique du Nord/Proche-Orient	725
Nord de l'Amérique latine	213
Exploitation de sables pétrolifères Syncrude	1 597

Les valeurs de mesure standardisée présentées ci-dessus sont calculées conformément à la méthodologie prévue dans le Financial Accounting Standards Board Statement No. 69.

6. À mon avis, les données relatives aux réserves évaluées par les membres du personnel et de la direction responsables de l'évaluation des réserves de la société ont été établies, à tous les égards importants, conformément aux pratiques et méthodes d'évaluation présentées dans le manuel COGE, avec les modifications nécessaires eu égard aux définitions et exigences légales relatives aux réserves prévues dans les normes de la FASB et aux exigences de la SEC applicables.
7. Les membres du personnel et de la direction responsables des études de gisements passent en revue et évaluent constamment les données relatives aux réserves et informent la haute direction de la société des changements significatifs apportés aux évaluations compte tenu d'événements et de circonstances survenant après la date de prise d'effet de ce rapport.
8. Les réserves constituent des estimations uniquement, et non des quantités exactes. De plus, les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements portant sur des événements futurs, les résultats réels varieront par rapport à ceux qui sont présentés et les variations pourraient être importantes.

/signé/

Kathleen E. Sendall, vice-président principale, Gaz naturel nord-américain
Membre de l'Équipe de leadership de la haute direction responsable des réserves

Le 15 mars 2005

ANNEXE B

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

La direction de Petro-Canada (la *société*) est responsable de l'établissement et de la communication de l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, soit :

- i) les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées, estimées en date du 31 décembre 2004 au moyen de prix et coûts constants; et
- ii) la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées.

Notre processus d'évaluation des réserves comporte l'utilisation de pratiques et de méthodes généralement reconnues pour l'estimation des données relatives aux réserves qui sont énoncées dans le manuel COGE et modifiées pour refléter les définitions et normes énoncées dans les dispositions applicables du Statement of Financial Accounting Standards No. 69 du Financial Accounting Standards Board des États-Unis et les exigences pertinentes de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (*SEC*) (collectivement, le processus d'établissement des données relatives aux réserves). Les membres qualifiés de notre personnel et de la direction responsables de l'évaluation interne des réserves ont évalué nos réserves et le membre de la haute direction responsable des données relatives aux réserves certifie que le processus d'établissement des données relatives aux réserves a été suivi. Le rapport du membre de la haute direction responsable des données relatives aux réserves sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

La société a chargé le Comité de vérification, des finances et du risque de son Conseil d'administration de remplir les rôles et de s'acquitter des responsabilités qui sont dévolus au Comité des réserves du Conseil aux termes du Règlement 51-101. Le Comité de vérification, des finances et du risque du Conseil d'administration a :

- a) examiné les procédures suivies par la société pour procurer l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés internes et externes;
- b) rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés internes et externes dans le but de déterminer si d'éventuelles restrictions imposées par la direction les avaient empêchés de présenter un rapport sans restriction; et
- c) examiné les données relatives aux réserves avec la direction responsable des réserves et chacun des évaluateurs de réserves qualifiés externes.

Le Comité de vérification, des finances et du risque du Conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la société pour assembler et présenter toute autre information concernant les activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le Conseil d'administration a, sur la recommandation du Comité de vérification, des finances et du risque, approuvé :

- a) le contenu et le dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières des données relatives aux réserves et de toute autre information concernant le pétrole et le gaz;
- b) le dépôt du rapport du membre de la haute direction responsable des réserves sur les données relatives aux réserves; et
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

La société a demandé et obtenu auprès des autorités en valeurs mobilières une dispense de l'obligation, en vertu de la législation en matière de valeurs mobilières, de faire appel à des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ou à des vérificateurs de réserves qualifiés indépendants. Malgré cette dispense, la Société fait participer des évaluateurs ou des vérificateurs de réserves qualifiés indépendants dans le cadre de ses pratiques générales de régie d'entreprise. En 2003, les évaluateurs/vérificateurs indépendants ont évalué, vérifié et/ou examiné près de 90 % des données relatives aux réserves prouvées de la société, d'après le volume. Leur participation contribue à assurer que nos données internes sur les réserves sont essentiellement exactes.

Nous estimons que la fiabilité des données relatives aux réserves produites à l'interne n'est pas sensiblement moindre que ce que nous obtiendrions en engageant des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ou des vérificateurs de réserves qualifiés indépendants pour les évaluer ou les vérifier et les examiner. Nos données relatives aux réserves sont internationales par nature. Nous présentons l'information prévue par la réglementation des valeurs

mobilières à titre d'émetteur assujetti à la SEC, de sorte que nos données relatives aux réserves sont établies conformément aux pratiques et méthodes énoncées dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook et modifiées de façon à respecter les définitions relatives aux réserves du Financial Accounting Standards Board des États-Unis et de la SEC ainsi que les exigences réglementaires de la SEC. Nos procédures, nos dossiers et nos contrôles internes en matière d'accumulation des données de base de et d'établissement des données relatives aux réserves ont été établis par notre personnel d'évaluation interne des réserves, qui les améliore et les documente depuis bien des années. Les membres de notre personnel et de la direction chargés de l'évaluation interne des réserves sont au nombre de 71 et possèdent en moyenne plus de 10 ans d'expérience pertinente dans l'évaluation des réserves. Trente-sept d'entre eux sont des évaluateurs de réserves qualifiés pour l'application de la réglementation canadienne. Les membres de notre personnel de direction chargés de l'évaluation interne des réserves sont au nombre de neuf et possèdent en moyenne 19 ans d'expérience pertinente dans l'évaluation de réserves et dans l'encadrement des travaux d'évaluation.

Les données sur les réserves constituent des estimations uniquement, et non des quantités exactes. Étant donné qu'elles sont fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels varieront par rapport à ceux qui sont présentés et les variations pourraient être importantes.

/signé/

Ron A. Brenneman, président et chef de la direction

/signé/

Kathleen E. Sendall, vice-présidente principale, Gaz naturel nord-américain

/signé/

Paul D. Melnuk, administrateur

/signé/

Brian F. MacNeill, administrateur

Le 15 mars 2005

ANNEXE C

COMITÉ DE VÉRIFICATION, DES FINANCES ET DU RISQUE

1. MANDAT

Le rôle et les responsabilités du Comité de vérification, des finances et du risque comprennent ce qui suit :

- a) aider le Conseil d'administration à s'acquitter de ses obligations fiduciaires en ce qui concerne les conventions comptables, les pratiques de présentation de l'information et les contrôles internes de la Société, ainsi que ses politiques et pratiques en matière de gestion des risques;
- b) maintenir des voies de communication directe avec le chef des finances et les vérificateurs contractuels et les vérificateurs externes, et surveiller l'étendue de leurs activités de vérification et les coûts s'y rapportant et évaluer leur rendement;
- c) examiner de façon formelle le maintien ou le remplacement des vérificateurs externes et examiner toutes les questions liées à un tel remplacement, y compris tout désaccord entre la Société et les vérificateurs ayant trait à l'opinion des vérificateurs, une réserve formulée par ceux-ci ou une observation des vérificateurs;
- d) recommander au Conseil d'administration un cabinet de vérificateurs externes à des fins d'approbation par les actionnaires de la Société; passer en revue et approuver les modalités de leur mission; passer en revue et approuver les honoraires, l'étendue et l'échéancier de la vérification, et recevoir des renseignements sur tous les services liés à la vérification et services non liés à la vérification (qui ne sont pas des services non liés à la vérification interdits) devant être fournis par les vérificateurs externes, ainsi que sur leurs coûts et les approuver au préalable, et examiner toute répercussion de la prestation de tels services sur le maintien de leur indépendance et examiner les politiques d'engagement de la Société à l'égard des salariés et anciens salariés des vérificateurs externes actuels et antérieurs;
- e) examiner toutes les questions liées à un remplacement proposé des vérificateurs contractuels ou de renouvellement de leur contrat;
- f) examiner les états financiers annuels vérifiés de la Société et l'Analyse par la direction et recommander leur approbation au conseil;
- g) passer en revue, avant leur publication, les états financiers trimestriels non vérifiés, les rapports trimestriels sur le bénéfice et l'Analyse par la direction de la Société en portant une attention particulière à la présentation de questions inhabituelles ou délicates, comme la divulgation d'opérations avec une personne reliée, les événements importants non récurrents, les risques importants, les modifications des principes comptables, des estimations ou des réserves, et tous les écarts importants entre des périodes de présentation correspondantes, et approuver la publication des états financiers trimestriels non vérifiés et des rapports trimestriels sur le bénéfice de la Société;
- h) passer en revue toute l'information financière contenue dans les notices annuelles, les prospectus et autres notices d'offre ou autres documents devant être approuvés par le Conseil d'administration;
- i) passer en revue la déclaration de la responsabilité de la direction à l'égard des états financiers telle qu'elle est signée par la haute direction et incluse dans tout document publié, et passer en revue et approuver la déclaration concernant le rôle du Comité, telle qu'elle est signée par le président du Comité et incluse dans tout document publié;
- j) examiner tout litige, toute réclamation ou autre éventualité, y compris des avis de cotisation, qui pourrait avoir un effet important sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société, et veiller à la divulgation adéquate de ceux-ci dans les documents examinés par le Comité;
- k) examiner les conventions comptables utilisées dans la préparation des états financiers de la Société et veiller à leur pertinence et à leur qualité, et examiner tout changement proposé à ces conventions;
- l) examiner avec les vérificateurs externes le contenu du rapport de vérification annuel et examiner les recommandations importantes des vérificateurs externes visant à renforcer les contrôles internes de la Société;
- m) passer en revue les résultats de la vérification externe, tout problème important constaté dans le cadre de la vérification et le contenu de toute lettre de recommandations émise par les vérificateurs externes à la Société, et la réponse de la direction à cet égard;
- n) passer en revue, chaque année, un rapport sur la fonction de vérification contractuelle en ce qui concerne les modalités du mandat, l'organisation, la dotation en personnel, l'indépendance, le rendement et l'efficacité des services de vérification contractuels, recevoir et approuver le plan annuel de vérification contractuelle et obtenir des garanties relativement à la

conformité aux normes professionnelles de l'ICCA et de l'AICPA et aux exigences d'autres organismes de réglementation, le contrat d'impartition et les recommandations de la direction et des vérificateurs contractuels;

- o) passer en revue les conclusions et les recommandations importantes de la vérification contractuelle et la réponse de la direction à cet égard;
- p) recevoir un rapport sur les politiques et les procédures de contrôle interne de la Société, particulièrement en ce qui a trait aux contrôles comptables et financiers, et recommander des modifications au besoin;
- q) examiner toute question importante non résolue entre la direction et les vérificateurs externes qui pourrait avoir une incidence sur la présentation de l'information financière ou les contrôles internes de la Société;
- r) à la demande du Conseil, recevoir des rapports sur ce qui précède ou passer en revue toute autre question qui y est liée, relativement à la Société ou à une filiale ou autre entité ou relation dans laquelle la Société a une participation importante;
- s) passer en revue et faire des recommandations au Conseil concernant ce qui suit :
 - i) les politiques de la Société concernant les opérations de couverture, les placements, le crédit et la gestion des risques;
 - ii) les processus d'identification, d'analyse et de gestion des risques de la Société;
- t) avant chaque assemblée annuelle des actionnaires, passer en revue les politiques et pratiques concernant l'examen annuel des dépenses et avantages accessoires des dirigeants, y compris l'utilisation des actifs de la Société;
- u) rendre compte annuellement au Conseil plénier de l'état de la réalisation des points à l'ordre du jour annuel du Comité de vérification, des finances et du risque, et faire les recommandations qui conviennent.

2. ORGANISATION ET PROCÉDURES

- a) Le Comité se réunit régulièrement, au moins quatre fois par année, et à tout autre moment à la demande du président du Comité. Le chef de la direction, le chef des finances, le contrôleur, les vérificateurs contractuels, les vérificateurs externes ou tout membre du Comité peuvent également demander la tenue d'une réunion du Comité.
- b) Le président du Comité, en consultation avec le chef des finances, établit l'ordre du jour de chaque réunion, qui doit être distribué aux membres du Comité.
- c) Le chef de la direction, le chef des finances et le contrôleur ont un accès direct au Comité et reçoivent les avis de toutes les réunions du Comité et y assistent, sauf en ce qui concerne les séances à huis clos.
- d) Les vérificateurs externes et les vérificateurs contractuels relèvent du Conseil et du Comité et ont, en tout temps, un accès direct au Comité; ils reçoivent les avis de toutes les réunions du Comité et sont invités à y assister, sauf en ce qui concerne les séances à huis clos.
- e) Les vérificateurs contractuels, les vérificateurs externes et au moins un représentant de la haute direction se réunissent séparément avec le Comité, à huis clos, au moins une fois par année.
- f) Le Comité peut communiquer directement avec un employé de la Société et les vérificateurs contractuels, s'il le juge nécessaire.
- g) Le Comité établira les procédures pour :
 - i) la réception, la conservation et le traitement des plaintes au sujet des contrôles comptables ou de la vérification;
 - ii) l'envoi confidentiel, sous le couvert de l'anonymat, par les salariés de préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou de vérification; et
 - iii) l'examen annuel de la conformité en vertu du code de déontologie à l'intention des hauts dirigeants financiers.
- h) Le Comité passera en revue périodiquement son propre mandat pour s'assurer qu'il demeure pertinent et fera des recommandations au Conseil, au besoin.