

2005

Rapport trimestriel



Pour diffusion immédiate
Le 26 avril 2005

(Also published in English)

Petro-Canada continue de bâtir son portefeuille pour la croissance et le rendement à long terme

Points saillants

- La production est conforme aux indications annuelles, en dépit d'une production moindre à Terra Nova et à Syncrude
- D'importants investissements dans les sables pétrolifères ajoutent des réserves à long terme
- L'accord d'exploitation en commun pour Hebron fait progresser le prochain grand projet sur la côte Est

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 456 millions \$ (1,75 \$ par action) pour le premier trimestre, en baisse de 6 % par rapport à 486 millions \$ (1,83 \$ par action) pour le même trimestre de 2004. Les flux de trésorerie au premier trimestre de 2005 ont été de 854 millions \$ (3,28 \$ par action), comparativement à 897 millions \$ (3,37 \$ par action) au même trimestre de l'an dernier. Les flux de trésorerie ne comprennent pas la variation du fonds de roulement hors caisse. Une solide performance opérationnelle dans les secteurs Gaz naturel nord-américain, International et Aval a été plus que contrebalancée par une production moindre à Terra Nova et à Syncrude et la faiblesse continue des prix réalisés pour le bitume.

« Les résultats ce trimestre ont continué de démontrer la vigueur du portefeuille équilibré de Petro-Canada, qui a rapporté un solide rendement malgré une production inférieure à Terra Nova et à Syncrude », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2005 a été de 118 millions \$ (0,45 \$ par action), comparativement à 513 millions \$ (1,93 \$ par action) à la même période en 2004. Le bénéfice net comprend les gains et les pertes non réalisés sur les contrats dérivés, ainsi que les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif. Au premier trimestre de 2005, une perte non réalisée à l'évaluation à la valeur du marché des contrats associés à l'acquisition de Buzzard a réduit le bénéfice net de 313 millions \$ après impôts

La production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 430 800 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au cours du trimestre, comparativement à 476 700 bep/j à la même période en 2004. La production est conforme aux indications annuelles fournies par Petro-Canada pour 2005.

« Notre vigueur financière nous a donné la flexibilité de financer notre programme d'immobilisations, de poursuivre le rachat d'actions et d'ajouter des participations dans des actifs de qualité comme les concessions de Fort Hills, l'usine et les concessions de Dover et une usine pétrochimique. Nous avons aussi fait progresser Hebron, un autre projet pétrolier à long terme sur la côte Est », a déclaré M. Brenneman.

Petro-Canada est l'une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières du Canada, exerçant des activités à la fois dans les secteurs d'amont et d'aval de l'industrie au Canada et à l'échelle internationale. Ses actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole PCA et à la Bourse de New York sous le symbole PCZ.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

Gordon Ritchie
Relations avec les investisseurs
(403) 296-7691

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

Helen Wesley
Communications de la Société
(403) 296-3555

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion présenté aux pages 2 à 15 devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés pour les trois mois terminés le 31 mars 2005; au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004; aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004; et à la notice annuelle de 2004 datée du 15 mars 2005.

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie, qui sont exprimés avant la variation du fonds de roulement hors caisse, sont utilisés par la Société pour l'analyse du rendement d'exploitation, du levier financier et des liquidités. Le bénéfice d'exploitation, qui représente le bénéfice net en excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif, de même que les gains ou les pertes non réalisés à l'évaluation à la valeur du marché des contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard, est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie et le bénéfice d'exploitation n'ont pas de sens normalisé prescrit par les principes comptables généralement reconnus du Canada et, par conséquent, il se peut qu'on ne puisse les comparer avec des mesures similaires utilisées par d'autres sociétés.

CONJONCTURE

Les prix du marché indiqués ci-dessous influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel (LGN), le gaz naturel et les produits pétroliers, tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 14.

Au premier trimestre, le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 47,50 \$ US le baril, en hausse de 49 % par rapport au prix moyen de 31,95 \$ US le baril au premier trimestre de 2004. La valeur du dollar canadien a été en moyenne de 0,82 \$ US au premier trimestre de 2005, en hausse de 8 % par rapport à 0,76 \$ US au premier trimestre de 2004. C'est principalement l'incidence nette de ces deux changements qui a fait augmenter les prix en dollars canadiens réalisés à l'échelle de la Société pour le pétrole brut et les LGN de 29 %, soit de 40,95 \$ le baril au premier trimestre de 2004 à 52,76 \$ le baril au premier trimestre de 2005.

L'augmentation de 49 % du prix du pétrole brut léger non sulfureux n'a été reflétée que partiellement dans le prix des bruts sulfureux plus lourds. Par exemple, le prix du brut de référence Mexican Maya a augmenté de seulement 26 % durant la même période. Cette situation est attribuable à l'écart entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd, qui a plus que doublé pour atteindre 14,89 \$ le baril, par rapport à 6,08 \$ le baril au premier trimestre de 2004. L'accroissement de cet écart reflète le repli saisonnier de la fabrication de bitume et le déséquilibre continu entre la production mondiale de pétrole brut lourd et la capacité de raffinage disponible.

Les prix des bruts lourds canadiens ont affiché une tendance similaire. L'écart entre le brut léger Edmonton Light et le brut lourd Lloydminster Blend s'est accentué, passant à 25,18 \$ le baril par rapport à 13,23 \$ le baril au premier trimestre de 2004. Reflétant ces conditions de marché peu reluisantes, le prix moyen réalisé par Petro-Canada pour le bitume a été de 10,37 \$ le baril au premier trimestre de 2005, en baisse de 46 % par rapport au premier trimestre de 2004.

Au premier trimestre de 2005, les prix du gaz naturel au centre Henry ont été en moyenne de 6,32 \$ US le million de BTU, comparativement à 5,69 \$ US le million de BTU au premier trimestre de 2004. Durant la même période, les prix du gaz naturel au centre AECO ont été en moyenne de 6,97 \$ le millier de pieds cubes (pi^3), presque inchangés par rapport à 6,89 \$ le millier de pi^3 en 2004, reflétant le taux de change plus élevé et un écart de prix plus prononcé entre les centres Henry et AECO. Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada dans son secteur du Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 6,67 \$ le millier de pi^3 au premier trimestre de 2005, comparativement à 6,46 \$ le millier de pi^3 au premier trimestre de 2004.

Les marges de craquage 3-2-1 au port de New York des raffineries au premier trimestre de 2005 ont été plus faibles qu'au premier trimestre de 2004. L'incidence de cette diminution a été amplifiée par le dollar canadien plus fort. Dans le secteur d'aval, l'incidence des marges de raffinage plus faibles a été compensée en partie par l'augmentation des écarts de prix entre les bruts légers et lourds et des marges de craquage élevées pour les distillats dans l'Ouest du Canada.

Les prix moyens du marché pour les trois mois terminés le 31 mars ont été les suivants :

<i>(moyennes pour la période)</i>	Trois mois terminés le 31 mars	
	2005	2004
Brent daté à Sullom Voe – en \$ US/baril	47,50	31,95
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing – en \$ US/baril	49,84	35,15
Écart de prix FAB Brent daté/Maya – en \$ US/baril	14,89	6,08
Edmonton Light – en \$ CA/baril	61,86	45,76
Écart de prix FAB Edmonton Light/Lloydminster Blend – en \$ CA/baril	25,18	13,23
Gaz naturel au centre Henry – en \$ US/million de BTU	6,32	5,69
Gaz naturel au centre AECO – en \$ CA/millier de pi ³	6,97	6,89
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York – en \$ US/baril	6,01	6,96
Taux de change – en cents US/\$ CA	81,5	75,9

Le tableau ci-dessous illustre les incidences après impôts estimatives que la variation de certains facteurs aurait pu avoir, si elle avait eu lieu, sur le bénéfice net de Petro-Canada en 2004. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Facteur ^{1,2}	Variation (+)	Incidence sur le bénéfice net annuel (en millions \$)	Incidence sur le bénéfice net annuel (en \$ par action)
Amont			
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN ³	1,00 \$/baril	45	0,17
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi ³	33	0,12
Taux de change : \$ CA par \$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice d'exploitation tiré des activités d'amont ⁴	0,01 \$	(22)	(0,08)
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 b/j	5	0,02
Production de gaz naturel	10 millions de pi ³ /j	9	0,03
Aval			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York	0,10 \$ US/baril	4	0,02
Écart de prix entre les bruts légers et lourds	1,00 \$/baril	11	0,04
Société			
Taux de change : \$ CA par \$ US – fait référence à l'incidence de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains ⁵	0,01 \$	9	0,03

¹ L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou amoindrie par les variations d'autres facteurs. Ce tableau ne tient pas compte des effets de l'interdépendance des facteurs.

² L'incidence de ces facteurs est donnée à titre indicatif.

³ Ce facteur d'influence est basé sur une variation équivalente du prix des pétroles WTI et North Sea Brent.

⁴ Un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice tiré des activités d'amont.

⁵ Un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence positive sur le bénéfice de la Société. L'incidence fait référence aux gains ou aux pertes sur une tranche de 869 millions \$ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains et aux intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains. Les gains ou les pertes sur une tranche de 1 milliard \$ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains associée au secteur International autonome et aux activités du secteur du Gaz naturel nord-américain dans les Rocheuses américaines sont reportés et inclus dans l'avoir des actionnaires.

ANALYSE DU BÉNÉFICE ET DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Analyse du bénéfice

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	Trois mois terminés le 31 mars			
	2005	(\$/action)	2004	(\$/action)
Bénéfice net	118	0,45	513	1,93
Gain (perte) à la conversion de devises	(4)		(13)	
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(313)		-	
Gain à la vente d'éléments d'actif	-		9	
Bénéfice d'exploitation	435	1,67	517	1,94
Prime d'assurance versée à Oil Insurance Limited (OIL) ¹	(20)		-	
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	(1)		(13)	
Indemnités d'assurance pour Terra Nova	-		31	
Ajustement d'impôts	-		13	
Bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels	456	1,75	486	1,83

¹ OIL est une mutuelle d'assurances ayant été créée pour assurer les risques catastrophiques.

La conversion de devises reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains qui n'est pas associée au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur du Gaz naturel nord-américain. En juin 2004, dans le cadre de son acquisition d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, la Société a conclu des contrats dérivés portant sur la moitié de sa quote-part de la production estimative pour les trois premières années et demie. Des pertes non réalisées à l'évaluation à la valeur du marché des contrats dérivés associés à Buzzard sont comptabilisées chaque trimestre, car ces opérations ne sont pas admissibles pour l'instant à la comptabilité de couverture.

Variations du bénéfice

Le bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, au premier trimestre de 2005 a été de 456 millions \$ (1,75 \$ par action), comparativement à 486 millions \$ (1,83 \$ par action) au premier trimestre de 2004. Le bénéfice a subi l'influence favorable des prix soutenus des marchandises et des marges de craquage élevées pour les distillats dans l'Ouest du Canada élevés, ainsi que des intérêts débiteurs plus bas. Ces facteurs ont été plus que contrebalancés par les volumes d'amont moins importants, les prix réalisés plus faibles pour le bitume, les coûts d'exploitation et les frais d'exploration accrus et le dollar canadien plus fort.

Le bénéfice d'exploitation du premier trimestre de 2005 comprend certains éléments non récurrents et inhabituels : une augmentation de 20 millions \$ de la prime d'assurance versée à OIL, reflétée dans les coûts d'exploitation, représentant les coûts additionnels associés à la quote-part de Petro-Canada à l'égard des pertes quinquennales antérieures assumées par la mutuelle d'assurances, qui seront payées en primes futures; et une charge de 1 million \$ liée au regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada, y compris la fermeture de la raffinerie d'Oakville. Le bénéfice d'exploitation du premier trimestre de 2004 comprend certains éléments non récurrents et inhabituels : des indemnités d'assurance de 31 millions \$ liées au démarrage retardé de Terra Nova; une charge de 13 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada, y compris la fermeture de la raffinerie d'Oakville; et un ajustement positif de 13 millions \$ des impôts futurs reflétant les modifications annoncées des taux d'imposition provinciaux canadiens.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2005 a été de 118 millions \$ (0,45 \$ par action), en baisse par rapport à 513 millions \$ (1,93 \$ par action) à la même période en 2004. Le bénéfice net du premier trimestre de 2005 comprend une perte non réalisée de 313 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et une perte de 4 millions \$ à la conversion de devises. Le bénéfice net du premier trimestre de 2004 comprend une perte de 13 millions \$ à la conversion de devises et un gain de 9 millions \$ à la vente d'éléments d'actif.

Au premier trimestre de 2005, les flux de trésorerie ont été de 854 millions \$ (3,28 \$ par action), en baisse par rapport à 897 millions \$ (3,37 \$ par action) au même trimestre de 2004. La diminution des flux de trésorerie reflète le bénéfice d'exploitation moins élevé.

AMONT

Production

Petro-Canada convertit le gaz en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pi³ en un baril. Les volumes de production déclarés représentent la participation directe nette avant redevances, à moins d'indication contraire.

Au premier trimestre de 2005, la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 430 800 bep/j, comparativement à 476 700 bep/j au premier trimestre de 2004. La hausse de la production tirée du Gaz naturel nord-américain a été plus que contrebalancée par l'épuisement de la production en Afrique du Nord et au Proche-Orient et dans le Nord-Ouest de l'Europe, des activités de maintenance à Syncrude et des problèmes de fiabilité à Terra Nova.

La production du premier trimestre est conforme aux indications de 415 000 bep/j à 440 000 bep/j fournies par Petro-Canada pour l'ensemble de l'exercice 2005.

Gaz naturel nord-américain

La production de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines est demeurée fidèle aux prévisions au cours du trimestre. Le secteur du Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 104 millions \$ au premier trimestre de 2005, comparativement à 112 millions \$ au premier trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés et la production accrue reflétant l'acquisition dans les Rocheuses américaines ont été plus que contrebalancés par l'amortissement pour dépréciation et épuisement, les frais d'exploration et les coûts d'exploitation plus élevés.

La hausse de l'amortissement pour dépréciation et épuisement reflète l'acquisition dans les Rocheuses américaines et une base de coûts plus importante dans l'Ouest du Canada. Les frais d'exploration accrus s'expliquent principalement par des dépenses en immobilisations accélérées dans l'Ouest du Canada au cours du premier trimestre de 2005.

Le bénéfice net attribuable au Gaz naturel nord-américain a été de 103 millions \$, en baisse par rapport à 119 millions \$ au premier trimestre de 2004. Le bénéfice net du premier trimestre de 2005 comprend une charge de 1 million \$ liée à la prime d'assurance versée à OIL. Le bénéfice net du premier trimestre de 2004 comprend un ajustement positif de 7 millions \$ des impôts futurs reflétant les modifications annoncées des taux d'imposition provinciaux canadiens.

Les prix du gaz naturel vendu comme marchandise sont demeurés forts au premier trimestre de 2005. Les prix réalisés du gaz naturel de l'Ouest du Canada ont été en moyenne de 6,70 \$ le millier de pi³, en hausse par rapport à 6,46 \$ le millier de pi³ au même trimestre de 2004. Les prix réalisés du gaz naturel des Rocheuses américaines, convertis en dollars canadiens, ont été en moyenne de 6,26 \$ le millier de pi³ au premier trimestre de 2005.

Au premier trimestre de 2005, la production du Gaz naturel nord-américain a été en moyenne de 799 millions de pi³ équivalent gaz/j, comparativement à 767 millions de pi³ équivalent gaz/j à la même période l'an dernier.

Dans les Rocheuses américaines, l'approbation des permis et le forage de puits de méthane de houille progressent comme prévu.

Des activités de maintenance programmées à certaines installations de traitement de gaz naturel de Petro-Canada devraient réduire la production d'environ 30 millions de pi³/j au deuxième trimestre de 2005.

Alaska

En Alaska, Petro-Canada a conclu un accord de coentreprise avec Anadarko Petroleum Corporation dans la région prometteuse pour la découverte de gaz des avant-monts du versant nord de la chaîne Brooks Range. Cet accord implique la mise en commun des concessions et procure à Petro-Canada et à Anadarko une position foncière dominante de plus de 1,5 million d'acres dans la région. Anadarko est l'exploitant de la coentreprise.

Pétrole de la côte Est

Hibernia a maintenu des opérations du premier quartile tandis qu'à Terra Nova, des problèmes de fiabilité ont réduit la production tirée du Pétrole de la côte Est. Le secteur du Pétrole de la côte Est a enregistré un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 178 millions \$ au premier trimestre de 2005, en hausse

de 17 % par rapport à 152 millions \$ au premier trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés et les opérations stables à Hibernia ont été contrebalancés en partie par la production moindre à Terra Nova.

Le bénéfice net attribuable au Pétrole de la côte Est a été de 169 millions \$, en baisse par rapport à 186 millions \$ au premier trimestre de 2004. Le bénéfice net du premier trimestre de 2005 comprend une charge de 9 millions \$ liée à la prime d'assurance versée à OIL. Le bénéfice net du premier trimestre de 2004 comprend un ajustement positif de 3 millions \$ des impôts futurs reflétant les modifications annoncées des taux d'imposition provinciaux canadiens et les indemnités d'assurance de 31 millions \$ liées au démarrage retardé de Terra Nova.

Les prix réalisés par le Pétrole de la côte Est pour le pétrole brut au premier trimestre de 2005 ont été en moyenne de 55,08 \$ le baril, comparativement à 42,73 \$ le baril au premier trimestre de 2004.

La production au premier trimestre de 2005 s'est chiffrée en moyenne à 77 900 b/j, comparativement à 87 500 b/j au premier trimestre de 2004. À Terra Nova la production au premier trimestre s'est chiffrée en moyenne à 36 800 b/j, comparativement à 49 000 b/j au premier trimestre de 2004. La baisse est imputable à des problèmes de fiabilité du système de compression de gaz survenus en mars. Les taux de production sont revenus à la normale au début d'avril. Au premier trimestre de 2005, Hibernia a affiché une forte production, celle-ci ayant atteint en moyenne 41 100 b/j, comparativement à 38 500 b/j au même trimestre de 2004.

Autres activités extracôtières sur la côte Est

La construction des installations à White Rose continue de progresser conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires en vue d'un démarrage au début de 2006. De solides progrès ont été réalisés pour ce qui est de l'installation et de la mise en service des modules en surface à bord du navire de production, de stockage et de déchargement SeaRose.

Accord d'exploitation en commun pour Hebron

Vers la fin du trimestre, l'exploitant Chevron-Texaco, Petro-Canada et les autres participants à la coentreprise ont signé un accord d'union et d'exploitation en commun pour faire progresser l'évaluation conjointe des gisements pétrolifères Hebron, Ben Nevis et West Ben Nevis, au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Petro-Canada détient une participation de 23,9 % dans le projet.

Sables pétrolifères

De nouveaux investissements majeurs dans les sables pétrolifères, une révision devancée d'une unité de cokéfaction à Syncrude et la fiabilité améliorée à MacKay River ont été les points saillants du trimestre. Les Sables pétrolifères ont enregistré une perte d'exploitation, ajustée en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 17 millions \$ au premier trimestre de 2005, en baisse par rapport à un bénéfice de 32 millions \$ au premier trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés à Syncrude et la production accrue à MacKay River ont été plus que contrebalancés par la production moindre de Syncrude, les coûts des révisions, l'incidence des écarts de prix grandissants entre les pétroles bruts légers et lourds sur les prix du bitume, ainsi que les frais d'exploration plus élevés, en raison de l'important programme de forage hivernal, et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevé.

Les Sables pétrolifères ont enregistré une perte nette de 19 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 34 millions \$ au premier trimestre de 2004. La perte nette du premier trimestre de 2005 comprend une charge de 2 millions \$ liée à la prime d'assurance versée à OIL. Le bénéfice net du premier trimestre de 2004 comprend un ajustement positif de 2 millions \$ des impôts futurs reflétant les modifications annoncées des taux d'imposition provinciaux canadiens.

À Syncrude, l'incidence favorable des prix réalisés plus élevés a été atténuée par la production plus faible au cours du premier trimestre. Les prix réalisés par Syncrude ont été en moyenne de 64,40 \$ le baril, en hausse par rapport à 45,34 \$ le baril au premier trimestre de 2004. La production de Syncrude s'est chiffrée en moyenne à 18 900 b/j au premier trimestre de 2005, comparativement à 30 400 b/j au premier trimestre de 2004. La production inférieure est imputable au devancement de la révision d'une unité de cokéfaction qui devait avoir lieu à l'origine au deuxième trimestre, ainsi qu'à des problèmes opérationnels ayant entraîné l'arrêt de deux unités d'hydrogène. La production de Syncrude est revenue à des niveaux normaux à la mi-avril.

Les activités à MacKay River ont continué d'être touchées par les écarts grandissants entre les prix des pétroles bruts légers et lourds. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont été en moyenne de 10,37 \$ le baril au premier

trimestre de 2005, comparativement à 19,10 \$ le baril au premier trimestre de 2004. La production de MacKay River s'est chiffrée en moyenne à 19 400 b/j au premier trimestre, en hausse par rapport à 17 000 b/j à la même période en 2004, reflétant la fiabilité améliorée.

Acquisitions de Fort Hills et de Dover

En mars 2005, Petro-Canada a renforcé sa position dans le domaine de l'exploitation minière des sables pétrolifères en signant un accord en vertu duquel la Société deviendra un participant à hauteur de 60 % et l'exploitant du projet d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères de Fort Hills, qui appartenait auparavant à 100 % à UTS Energy Corporation (UTS). Pour payer sa participation, Petro-Canada financera 75 % de la quote-part d'UTS à l'égard de la prochaine tranche de 1 milliard \$ des capitaux destinés au développement, soit 300 millions \$. On estime que les concessions de Fort Hills contiennent des réserves de bitume nettes de 1,7 milliard de barils revenant à Petro-Canada. La Société a l'intention d'aménager une mine qui sera intégrée à des installations de valorisation. Des options de développement initiales sont à l'étude, mais les engagements actuels prévoient la mise en service d'une mine de 50 000 b/j en 2009. Les phases de développement subséquentes pourraient porter la production et la valorisation intégrées de bitume à 190 000 b/j.

Au premier trimestre, Petro-Canada a également acquis l'installation d'essai souterraine et les concessions de sables pétrolifères de Dover, adjacentes à l'installation de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV) de MacKay River. L'installation d'essai servira à perfectionner la technologie DGMV et les concessions fourniront des occasions de mise en valeur additionnelles au moyen de cette technologie.

International

La production est fidèle aux prévisions et les projets en cours de développement progressent comme prévu. Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 114 millions \$ au premier trimestre de 2005, comparativement à 123 millions \$ au premier trimestre de 2004. Les prix réalisés accrus des marchandises ont été plus que contrebalancés par la production décroissante en Afrique du Nord et au Proche-Orient et dans le Nord-Ouest de l'Europe, ainsi que par d'autres coûts.

Le secteur International a enregistré une perte nette de 200 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 131 millions \$ au premier trimestre de 2004. Le bénéfice net du premier trimestre de 2005 comprend une perte non réalisée de 313 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et une charge de 1 million \$ liée à la prime d'assurance versée à OIL. Le bénéfice net du premier trimestre de 2004 comprend un gain de 8 millions \$ à la vente d'éléments d'actif.

Les prix des marchandises réalisés par le secteur International se sont maintenus à des niveaux élevés durant le premier trimestre de 2005. Les prix réalisés pour le pétrole et les LGN ont été en moyenne de 55,52 \$ le baril, comparativement à 41,51 \$ le baril à la même période en 2004. Les prix réalisés pour le gaz naturel ont été en moyenne de 6,07 \$ le millier de pi³ au premier trimestre de 2005, comparativement à 5,17 \$ le millier de pi³ à la même période en 2004.

La production du secteur International au premier trimestre s'est chiffrée en moyenne à 181 500 bep/j, comparativement à 214 000 bep/j au premier trimestre de 2004.

Nord-Ouest de l'Europe

La production au premier trimestre s'est chiffrée en moyenne à 47 300 bep/j, en baisse par rapport à 64 100 bep/j à la même période l'an dernier. La production provenant du Royaume-Uni s'est chiffrée en moyenne à 30 800 bep/j au premier trimestre de 2005, comparativement à 38 800 bep/j à la même période l'an dernier en raison de l'épuisement naturel des gisements. La production provenant des Pays-Bas s'est chiffrée en moyenne à 16 600 bep/j au premier trimestre de 2005, comparativement à 25 300 bep/j au premier trimestre de 2004. La production plus faible aux Pays-Bas est imputable au fait que la production du champ Hanze a entamé son déclin au deuxième trimestre de 2004.

Le projet Pict (10 000 bep/j) progresse comme prévu en vue d'une mise en production du champ au milieu de 2005. La mise en valeur du champ Buzzard se poursuit conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires et la construction est maintenant achevée à plus de 60 %. La fabrication des treillis progresse comme prévu en vue de l'appareillage et l'installation en mer devrait débuter au milieu de 2005. La mise en production du champ Buzzard devrait avoir lieu à la fin de 2006 et la production devrait atteindre son niveau de pointe de 60 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada à la fin de 2007. Le champ De Ruyter devrait être mis en production à la fin de 2006 et rapporter 10 000 bep/j nets à Petro-Canada en période de production de pointe.

Afrique du Nord et Proche-Orient

La production en Afrique du Nord et au Proche-Orient s'est chiffrée en moyenne à 121 600 bep/j au premier trimestre de 2005, en baisse par rapport à 138 600 bep/j au même trimestre de 2004. La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 48 100 b/j, comparativement à 50 200 b/j au premier trimestre de 2004. La production nette légèrement inférieure en Libye est attribuable à des arrêts de production planifiés pour des travaux de raccordement. La production en Syrie s'est chiffrée en moyenne à 73 500 bep/j, en baisse par rapport à 86 900 bep/j en raison de l'épuisement naturel des champs existants parvenus à maturité.

Nord de l'Amérique latine

La production de gaz à Trinité s'est chiffrée en moyenne à 75 millions de pi³/j au premier trimestre de 2005, en hausse par rapport à 67 millions de pi³/j au premier trimestre de 2004.

AVAL

La fiabilité améliorée, le regroupement des raffineries de l'Est du Canada et l'acquisition d'une usine pétrochimique ont été les points saillants du trimestre. Le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 121 millions \$ au premier trimestre de 2005, en hausse par rapport à 98 millions \$ au même trimestre de 2004. La hausse du bénéfice d'exploitation reflète la fiabilité améliorée à la raffinerie de Montréal et à l'usine de lubrifiants de Mississauga, les écarts de prix plus prononcés entre les bruts légers et lourds et les marges de craquage plus élevées pour les distillats dans l'Ouest du Canada. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence des marges de craquage plus faibles pour l'essence, le dollar canadien plus fort et les pertes sur instruments dérivés liées à l'accumulation de stocks en prévision d'activités de maintenance programmées au deuxième trimestre de 2005.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 113 millions \$ au premier trimestre, comparativement à 88 millions \$ à la même période en 2004. Le bénéfice net du premier trimestre de 2005 comprend une charge de 7 millions \$ liée à la prime d'assurance versée à OIL et une charge de 1 million \$ liée au regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada, y compris la fermeture de la raffinerie d'Oakville. Le bénéfice net du premier trimestre de 2004 comprend une charge de 13 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada et à la fermeture de la raffinerie d'Oakville, un ajustement positif de 2 millions \$ des impôts futurs reflétant les modifications annoncées des taux d'imposition provinciaux canadiens et un gain de 1 million \$ à la vente d'éléments d'actif.

La marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 6,01 \$ US par baril au premier trimestre de 2005, en baisse par rapport à 6,96 \$ US par baril au premier trimestre de 2004. La diminution a été amplifiée par l'incidence du dollar canadien plus fort. L'écart moyen entre les prix internationaux des bruts légers et lourds s'est creusé pour atteindre 14,89 \$ US le baril au premier trimestre de 2005, comparativement à 6,08 \$ US le baril au même trimestre de 2004.

Au premier trimestre de 2005, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont diminué de 7 % par rapport à la même période l'an dernier. La baisse des volumes est principalement attribuable à des ventes inférieures de bitume et de carburéacteur, étant donné la fermeture partielle de la raffinerie d'Oakville, ainsi qu'à des ventes de mazout domestique plus faibles en raison d'une saison de chauffage plus clémente que d'ordinaire.

Le segment du raffinage et de l'approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 91 millions \$ au premier trimestre de 2005, comparativement à 69 millions \$ au même trimestre de 2004. La fiabilité améliorée et les marges de craquage plus élevées pour les distillats dans l'Ouest du Canada ont été contrebalancées en partie par l'incidence des marges plus faibles sur le mazout lourd.

Le segment de la commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 30 millions \$ au premier trimestre de 2005, comparativement à 29 millions \$ au même trimestre de 2004. Les marges sur les ventes au détail sont demeurées faibles, les augmentations du prix du brut n'ayant pu être facilement transmises aux consommateurs en raison de la vive concurrence.

Regroupement des activités de l'Est du Canada

Petro-Canada a achevé avec succès le regroupement de ses activités de raffinage de l'Est du Canada. L'agrandissement et l'amélioration du terminal d'Oakville sont terminés et les activités de raffinage restantes ont cessé en avril 2005. Le marché ontarien est maintenant approvisionné via le pipeline de Pipelines Trans-Nord Inc. par la raffinerie de Montréal nouvellement agrandie, ainsi que par l'intermédiaire de tiers avec qui la Société a conclu des ententes.

Acquisition d'une usine pétrochimique

Au premier trimestre de 2005, Petro-Canada a acquis une participation de 51 % dans une usine de paraxylène adjacente à la raffinerie de Montréal pour environ 34 millions \$, plus un fonds de roulement additionnel de 61 millions \$. Cet investissement cadre bien avec l'infrastructure et les capacités existantes de la raffinerie de Petro-Canada à Montréal et il améliore la capacité du secteur Aval de tirer profit de la chaîne de valeur des produits pétrochimiques.

Activités de maintenance

Au cours du deuxième trimestre de 2005, une révision de 30 jours est prévue à la raffinerie d'Edmonton et une révision de 27 jours d'une unité de distillation de pétrole brut est prévue à la raffinerie de Montréal. De plus, des travaux sont en cours aux raffineries d'Edmonton et de Montréal en vue de la mise en service de nouvelles unités de désulfuration du carburant diesel qui permettront de respecter la réglementation fédérale sur le carburant diesel à ultra faible teneur en soufre qui entrera en vigueur le 1^{er} juin 2006.

SOCIÉTÉ

Les Services partagés ont enregistré une perte nette de 48 millions \$ au premier trimestre de 2005, comparativement à une perte nette de 45 millions \$ à la même période en 2004. La perte nette du premier trimestre de 2005 comprend une charge de 9 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions et une perte de 4 millions \$ à la conversion de devises liée à la dette à long terme. La perte nette du premier trimestre de 2004 comprend une perte de 13 millions \$ à la conversion de devises liée à la dette à long terme.

Les intérêts débiteurs au premier trimestre de 2005 ont été de 34 millions \$ avant impôts, comparativement à 37 millions \$ avant impôts au même trimestre de 2004. La diminution est attribuable principalement aux intérêts capitalisés plus élevés.

Les flux de trésorerie ont été touchés par deux éléments qui occasionnent typiquement des différences entre le bénéfice et les flux de trésorerie. Des reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif de Petro-Canada dans le secteur d'amont ont entraîné une augmentation d'environ 10 millions \$ des flux de trésorerie pour le trimestre, comparativement à une diminution de 20 millions \$ à la même période l'an dernier. L'effet DEPS/PEPS dans le secteur d'aval a entraîné une diminution d'environ 40 millions \$ des flux de trésorerie, comparativement à une diminution de 30 millions \$ en 2004.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Au cours du premier trimestre de 2005, Petro-Canada a acheté un total de 944 900 actions ordinaires à un prix moyen de 70,59 \$ par action, pour un coût total d'environ 67 millions \$. Depuis qu'elle a déposé l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (OPRCNA) en juin 2004, la Société a acheté un total de 7 812 982 actions ordinaires à un prix moyen de 65,69 \$ par action, pour un coût total d'environ 514 millions \$. Les utilisations prioritaires de l'encaisse de Petro-Canada sont de financer le programme d'immobilisations et les occasions de croissance rentable et de remettre de l'argent aux actionnaires par le biais de dividendes et de rachats d'actions. En vertu de l'OPRCNA, Petro-Canada est autorisée à acheter jusqu'à 21 millions de ses actions ordinaires durant la période du 22 juin 2004 au 21 juin 2005, sous réserve de certaines conditions. Petro-Canada a l'intention de renouveler l'OPRCNA à l'expiration du programme actuel en juin 2005.

Modifications de conventions comptables

Tel qu'il est mentionné dans les états financiers consolidés au 31 mars 2005, la Société a modifié, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, la présentation des flux de trésorerie dans l'état des flux de trésorerie consolidés conformément à de récentes interprétations de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Auparavant, tous les frais d'exploration étaient classés en tant qu'activités d'investissement. Avec la modification, les coûts d'administration, de même que les frais d'exploration géologique et géophysique, sont traités comme une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Toutes les périodes antérieures ont été retraitées de façon à refléter cette modification. La modification se traduit par une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de 32 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Au 31 mars 2005, l'encours de la dette à court terme était de 608 millions \$, dont 543 millions \$ en papier commercial et 65 millions \$ prélevés en vertu d'une facilité de crédit à vue bilatérale. Le produit de cet emprunt à court terme a servi à

rembourser les montants impayés sur la facilité de crédit consortiale contractée en 2004, à financer les acquisitions et les programmes d'immobilisations et à acheter des actions en vertu de l'OPRCNA.

À la fin du trimestre, les facilités de crédit consortiales consenties de la Société totalisaient 1 500 millions \$. En plus des facilités consortiales, la Société avait également des facilités de crédit à vue bilatérales de 424 millions \$. Au 31 mars 2005, un montant total de 512 millions \$ était prélevé sur les facilités de crédit pour des lettres de crédit et la couverture de découverts. Les facilités consortiales procurent aussi un concours de trésorerie appuyant le programme de papier commercial de la Société.

Les titres d'emprunt à long terme non garantis de la Société sont cotés Baa2 par Moody's Investors Service, BBB par Standard & Poor's et A (bas) par Dominion Bond Rating Service. Les cotes de crédit à long terme de la Société demeurent inchangées par rapport à la fin de l'exercice 2004.

Les espèces et quasi-espèces de Petro-Canada au 31 mars 2005 totalisaient 89 millions \$, comparativement à 170 millions \$ au 31 décembre 2004.

En excluant les espèces et quasi-espèces, les effets à payer à court terme et la tranche à court terme de la dette à long terme, Petro-Canada avait un fonds de roulement déficitaire de 442 millions \$ à la fin du premier trimestre, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 777 millions \$ au 31 décembre 2004. La diminution du fonds de roulement déficitaire est surtout attribuable à une augmentation des comptes débiteurs et des stocks.

La Société est partie à certains contrats de concessionnaire des ventes au détail qui se qualifient en tant qu'entités à détenteurs de droits variables, telles qu'elles sont décrites à la Note 12 afférente aux états financiers consolidés au 31 mars 2005. Ces entités ne sont pas consolidées, car la Société n'est pas le bénéficiaire principal et que l'exposition maximale de la Société aux pertes susceptibles de découler de ces contrats ne serait pas importante.

Les engagements et éventualités sont présentés à la Note 25 afférente aux états financiers consolidés annuels de 2004 et à la Note 13 des états financiers consolidés datés du 31 mars 2005.

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel de 2004 de la Société. Au premier trimestre de 2005, les obligations contractuelles totales ont augmenté d'environ 310 millions \$, surtout en raison d'augmentations des effets à payer à court terme, d'obligations en vertu du programme de titrisation de comptes clients et d'obligations découlant des régimes de retraite, contrebalancées en partie par une diminution générale des autres obligations à long terme.

RISQUE

Contrats dérivés

Dans le cadre de son acquisition 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 liés à la vente future de pétrole brut Brent. Les pertes non réalisées à l'évaluation à la valeur du marché de ces contrats ont été de 313 millions \$ après impôts au premier trimestre de 2005. Étant donné que le projet Buzzard n'est pas suffisamment avancé pour être admissible à la comptabilité de couverture, des gains ou des pertes non réalisés sont déclarés chaque trimestre.

Au 31 mars 2005, il n'y avait pas eu de changement important des risques ou des activités de gestion des risques de la Société depuis le 31 décembre 2004. Les activités de gestion des risques de Petro-Canada sont menées conformément à des principes et à des lignes directrices établies par le Conseil d'administration. Les lecteurs devraient se reporter à la notice annuelle de 2004 de Petro-Canada et à la section traitant de la gestion des risques du rapport de gestion annuel de 2004.

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 31 mars 2005, 259,8 millions d'actions ordinaires de Petro-Canada étaient en circulation. En moyenne au premier trimestre, ce nombre était de 260,1 millions, comparativement à 265,9 millions pour le trimestre terminé le 31 mars 2004.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le mardi 26 avril 2005 à 9 h, heure de l'Est. Pour y participer, veuillez composer le 1 800 387-6216 ou le (416) 405-9328 à 8 h 55. Les médias sont invités à écouter la conférence en composant le 1 877 211-7911 et à poser des questions à la fin de la conférence. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence en direct pourront en écouter un enregistrement environ une heure après la fin de la conférence en composant le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800

(numéro de code 3149328). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Internet de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/eng/investor/9259.htm> le 26 avril à 9 h, heure de l'Est. Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Internet environ une heure après la fin de celle-ci.

Notes juridiques – renseignements de nature prospective

Ce communiqué contient des déclarations prospectives. De telles déclarations se reconnaissent généralement à la terminologie utilisée, par exemple, « planifier », « prévoir », « avoir l'intention de », « s'attendre à », « estimer », « budgéter » ou d'autres expressions similaires. Ces déclarations prospectives comprennent, sans s'y limiter, 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 sismiques; aux marges de raffinage; aux niveaux de production de pétrole et de gaz naturel et aux sources de croissance de ceux-ci; aux résultats des activités d'exploration et aux dates d'ici lesquelles certaines zones pourraient 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'exporter du 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 de tribunaux administratifs; les modifications apportées aux règlements environnementaux et 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 discutés plus en détail dans les documents déposés par Petro-Canada auprès des commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes et de la SEC des États-Unis.

Les lecteurs sont prévenus que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les déclarations prospectives n'est pas exhaustive. De plus, les déclarations prospectives contenues aux présentes sont valables à la date de ce communiqué et Petro-Canada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser les déclarations prospectives contenues aux présentes en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou d'autres motifs. Les déclarations prospectives contenues dans ce communiqué 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. Le personnel et la direction responsables de l'évaluation des réserves ne sont pas considérés comme indépendants de la Société pour les fins des commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes. Petro-Canada a été exemptée de certaines exigences canadiennes relatives à la présentation de l'information sur les réserves, ce qui lui permet de présenter l'information conformément aux normes de la SEC, en vue d'assurer la comparabilité de l'information avec celle des sociétés émettrices américaines et internationales. Par conséquent, les données sur les réserves et les autres renseignements officiels de Petro-Canada en matière de pétrole et de gaz naturel sont présentés conformément aux exigences et aux pratiques des États-Unis en matière de présentation de l'information, qui peuvent différer des normes et des pratiques du Canada. Le terme baril équivalent pétrole (bep) utilisé dans ce communiqué peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes (pi³) en un baril (b), se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits.

La SEC autorise les sociétés pétrolières et gazières, dans les documents qu'elles déposent auprès de la SEC, à déclarer uniquement les réserves prouvées qu'une société a démontrées, à partir de la production réelle ou d'essais des couches concluants, comme pouvant être produites économiquement et légalement dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. L'utilisation de termes comme « probables », « possibles », « récupérables » ou « potentielles » pour qualifier les réserves et les ressources dans ce communiqué n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC pour l'inclusion dans les documents déposés auprès de la SEC.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION
31 mars 2005

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2005	2004
Avant redevances		
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette <i>(en milliers de barils par jour)</i>		
Pétrole de la côte Est	77,9	87,5
Sables pétrolifères	38,3	47,4
Gaz naturel nord-américain ¹	16,2	15,1
Nord-Ouest de l'Europe	34,3	46,8
Afrique du Nord/Proche-Orient	<u>117,0</u>	<u>135,1</u>
	<u>283,7</u>	<u>331,9</u>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes par jour)</i>		
Gaz naturel nord-américain ¹	702	677
Nord-Ouest de l'Europe	78	104
Afrique du Nord/Proche-Orient	28	21
Nord de l'Amérique latine	<u>75</u>	<u>67</u>
	<u>883</u>	<u>869</u>
Production totale ² , nette, avant redevances <i>(en milliers de barils équivalent pétrole par jour)</i>	<u>431</u>	<u>477</u>
Après redevances		
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette <i>(en milliers de barils par jour)</i>		
Pétrole de la côte Est	74,5	85,0
Sables pétrolifères	37,9	47,0
Gaz naturel nord-américain ¹	11,9	11,1
Nord-Ouest de l'Europe	34,3	46,8
Afrique du Nord/Proche-Orient	<u>67,2</u>	<u>70,6</u>
	<u>225,8</u>	<u>260,5</u>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes par jour)</i>		
Gaz naturel nord-américain ¹	534	508
Nord-Ouest de l'Europe	78	104
Afrique du Nord/Proche-Orient	5	3
Nord de l'Amérique latine	<u>75</u>	<u>67</u>
	<u>692</u>	<u>682</u>
Production totale ² , nette, après redevances <i>(en milliers de barils équivalent pétrole par jour)</i>	<u>341</u>	<u>374</u>
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de mètres cubes par jour)</i>		
Essences	23,3	23,8
Distillats	21,3	22,1
Divers, dont les produits pétrochimiques	<u>8,6</u>	<u>10,4</u>
	<u>53,2</u>	<u>56,3</u>
Pétrole brut traité par Petro-Canada <i>(en milliers de mètres cubes par jour)</i>	47,7	51,1
Utilisation moyenne des raffineries ³ <i>(en pourcentage)</i>	100	103
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts ⁴ <i>(en cents par litre)</i>	2,4	1,9

¹ Le poste Gaz naturel nord-américain inclut l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

² Les volumes de gaz naturel sont convertis selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz en un baril de pétrole.

³ Inclut des ajustements de la capacité en raison de la fermeture partielle de la raffinerie d'Oakville, avec prise d'effet en novembre 2004, et de l'agrandissement de la raffinerie de Montréal, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005.

⁴ Avant l'amortissement additionnel et les autres charges liées à la fermeture de la raffinerie d'Oakville.

PRIX MOYENS RÉALISÉS¹
31 mars 2005

	Trois mois terminés le	
	31 mars	
	2005	2004
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en dollars le baril)		
Pétrole de la côte Est	55,08	42,73
Sables pétrolifères	37,29	35,93
Gaz naturel nord-américain ²	53,15	39,80
Nord-Ouest de l'Europe	56,97	43,66
Afrique du Nord/Proche-Orient	<u>55,09</u>	<u>40,76</u>
Total – pétrole brut et liquides de gaz naturel	<u>52,76</u>	<u>40,95</u>
Gaz naturel (en dollars le millier de pieds cubes)		
Gaz naturel nord-américain ²	6,67	6,46
Nord-Ouest de l'Europe	7,46	5,63
Afrique du Nord/Proche-Orient	4,80	4,31
Nord de l'Amérique latine	<u>5,09</u>	<u>4,72</u>
Total – gaz naturel	<u>6,55</u>	<u>6,17</u>

¹ Le prix moyen réalisé n'inclut pas le transport.

² Le poste Gaz naturel nord-américain inclut l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

DONNÉES SUR LES ACTIONS
31 mars 2005

	Trois mois terminés le	
	31 mars	
	2005	2004
Nombre moyen d'actions en circulation (en millions)	260,1	265,9
Nombre moyen dilué d'actions en circulation (en millions)	263,4	269,5
Bénéfice net par action – de base	0,45	1,93
– dilué	0,45	1,90
Flux de trésorerie par action	3,28	3,37
Dividendes par action	0,15	0,15
Cours des actions ¹ – haut	73,36	68,65
– bas	59,01	55,85
– clôture au 31 mars	70,25	57,62
Actions négociées ² (en millions)	81,4	77,7

¹ Les cours des actions sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto (TSX).

² Total des actions négociées à la Bourse de Toronto (TSX) et à la Bourse de New York.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES**31 mars 2005***(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)*Trois mois terminés le
31 mars

2005 2004

Bénéfice		
Amont		
Gaz naturel nord-américain	103	119
Pétrole de la côte Est	169	186
Sables pétrolifères	(19)	34
International	113	123
Aval	113	87
Services partagés	<u>(44)</u>	<u>(32)</u>
Bénéfice d'exploitation	435	517
Conversion de devises	(4)	(13)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(313)	-
Gain à la vente d'éléments d'actif	-	9
Bénéfice net	<u>118</u>	<u>513</u>
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	563	886
Augmentation du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation et autres	<u>291</u>	<u>11</u>
Flux de trésorerie	<u>854</u>	<u>897</u>
Capital investi moyen		
Amont	7 636	6 658
Aval	3 036	2 650
Services partagés	<u>417</u>	<u>411</u>
Total – Société	<u>11 089</u>	<u>9 719</u>
Rendement du capital investi ¹ <i>(en pourcentage)</i>		
Amont	14,3	21,2
Aval	11,2	7,8
Total – Société	13,1	17,4
Rendement d'exploitation du capital investi ¹ <i>(en pourcentage)</i>		
Amont	21,0	20,5
Aval	11,1	8,3
Total – Société	17,1	15,6
Rendement des capitaux propres ¹ <i>(en pourcentage)</i>	16,3	21,7
Dette	2 911	2 255
Espèces et quasi-espèces	89	1 016
Ratio de la dette sur les flux de trésorerie ¹ <i>(fois)</i>	0,8	0,7
Ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	25,1	21,9

¹ Moyenne mobile sur 12 mois.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS**Trois mois terminés le 31 mars 2005***(non vérifiés, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2005	2004
Produits		
Exploitation	3 880	3 439
Revenus de placement et autres produits (Note 4)	<u>(498)</u>	<u>34</u>
	<u>3 382</u>	<u>3 473</u>
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	1 852	1 473
Exploitation, commercialisation et administration (Note 5)	696	655
Exploration	82	45
Amortissement pour dépréciation et épuisement (Note 5)	348	355
Conversion de devises	5	16
Intérêts	<u>34</u>	<u>37</u>
	<u>3 017</u>	<u>2 581</u>
Bénéfice avant impôts	365	892
Impôts sur le bénéfice		
Exigibles	431	395
Futurs (Note 6)	<u>(184)</u>	<u>(16)</u>
	<u>247</u>	<u>379</u>
Bénéfice net	<u>118</u>	<u>513</u>
Bénéfice par action		
De base <i>(en dollars)</i>	<u>0.45</u>	<u>1.93</u>
Dilué <i>(en dollars)</i>	<u>0.45</u>	<u>1.90</u>

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS**Trois mois terminés le 31 mars 2005***(non vérifiés, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	5 408	3 810
Bénéfice net	118	513
Dividendes sur les actions ordinaires	<u>(39)</u>	<u>(40)</u>
Bénéfices non répartis à la fin de la période	<u>5 487</u>	<u>4 283</u>

Les chiffres indiqués en référence renvoient aux Notes afférentes aux états financiers consolidés.

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS**Trois mois terminés le 31 mars 2005***(non vérifiés, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2005	2004 <i>(retraités)</i>
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	118	513
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (Note 7)	686	363
Charges d'exploitation (Note 3)	50	21
Produit de la vente de comptes débiteurs (Note 8)	80	-
Augmentation du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation	<u>(371)</u>	<u>(11)</u>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<u>563</u>	<u>886</u>
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration (Note 3)	(879)	(462)
Produit de la vente d'éléments d'actif	1	30
Augmentation des charges reportées et des autres éléments d'actif	(14)	(6)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'investissement	<u>19</u>	<u>(14)</u>
	<u>(873)</u>	<u>(452)</u>
Activités de financement		
Augmentation des effets à payer à court terme	309	-
Remboursement sur la dette à long terme	(1)	(1)
Produit de l'émission d'actions ordinaires	27	15
Achat d'actions ordinaires (Note 9)	(67)	-
Dividendes sur les actions ordinaires	(39)	(40)
Augmentation du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement	<u>-</u>	<u>(27)</u>
	<u>229</u>	<u>(53)</u>
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	(81)	381
Espèces et quasi-espèces au début de la période	<u>170</u>	<u>635</u>
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	<u>89</u>	<u>1 016</u>

Les chiffres indiqués en référence renvoient aux Notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILAN CONSOLIDÉ**Au 31 mars 2005***(non vérifié, en millions de dollars canadiens)*

	31 mars 2005	31 décembre 2004
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	89	170
Débiteurs (Note 8)	1 402	1 254
Stocks	769	549
Charges payées d'avance	<u>27</u>	<u>13</u>
	2 287	1 986
Immobilisations corporelles, nettes	15 108	14 783
Écart d'acquisition	954	986
Charges reportées et autres éléments d'actif	<u>372</u>	<u>345</u>
	<u>18 721</u>	<u>18 100</u>
Passif et avoir des actionnaires		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	2 352	2 223
Impôts sur le bénéfice exigibles	288	370
Effets à payer à court terme	608	299
Tranche à court terme de la dette à long terme	<u>7</u>	<u>6</u>
	3 255	2 898
Dette à long terme	2 296	2 275
Autres éléments de passif	1 168	646
Obligations relatives à la mise hors service de biens	826	834
Impôts futurs	2 496	2 708
Engagements et éventualités (Note 13)	<u>8,680</u>	<u>8,739</u>
Avoir des actionnaires (Note 9)	<u>18 721</u>	<u>18 100</u>

Les chiffres indiqués en référence renvoient aux Notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS*(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)***1 INFORMATION SECTORIELLE**

Trois mois terminés le 31 mars

	Mont												Total consolidé	
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolières		International		Aval		Services partagés			
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004		
Produits														
Ventes aux clients	431	418	237	243	129	95	592	561	2 491	2 122	-	-	3 880	3 439
Revenus de placement et autres produits	-	1	-	-	(1)	-	(487)	18	(7)	9	(3)	6	(498)	34
Ventes intersectorielles	73	46	118	136	110	125	-	-	4	3	-	-		
Produits sectoriels	504	465	355	379	238	220	105	579	2 488	2 134	(3)	6	3 382	3 473
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	95	93	-	-	109	61	-	-	1 644	1 314	4	5	1 852	1 473
Opérations intersectorielles	4	3	-	-	15	10	-	-	286	297	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	92	85	44	35	95	82	111	120	327	320	27	13	696	655
Exploration	42	25	-	-	28	9	12	11	-	-	-	-	82	45
Amortissement pour dépréciation et épuisement	94	74	63	72	20	12	118	130	53	67	-	-	348	355
Conversion de devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	16	5	16
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	37	34	37
	327	280	107	107	267	174	241	261	2 310	1 998	70	71	3 017	2 581
Bénéfice (perte) avant impôts	177	185	248	272	(29)	46	(136)	318	178	136	(73)	(65)	365	892
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	79	88	85	76	(29)	(14)	219	200	100	65	(23)	(20)	431	395
Futurs	(5)	(22)	(6)	10	19	26	(155)	(13)	(35)	(17)	(2)	-	(184)	(16)
	74	66	79	86	(10)	12	64	187	65	48	(25)	(20)	247	379
Bénéfice net (perte nette)	103	119	169	186	(19)	34	(200)	131	113	88	(48)	(45)	118	513
Dépenses en immobilisations														
corporelles et frais d'exploration	249	132	59	51	150	86	167	72	254	121	-	-	879	462
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	235	199	227	276	37	76	180	277	11	109	(127)	(51)	563	886

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(non vérifiées)

2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers consolidés annuels prévoient la présentation de renseignements additionnels non requis dans le cas des états financiers intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés présentés dans le rapport annuel de 2004 de la Société. Les états financiers consolidés intermédiaires suivent les conventions comptables résumées dans les notes afférentes aux états financiers consolidés, à l'exception de la modification décrite à la Note 3.

3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

État des flux de trésorerie

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, la Société a modifié la présentation des flux de trésorerie dans l'état des flux de trésorerie consolidés conformément à de récentes interprétations de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Auparavant, tous les frais d'exploration étaient classés en tant qu'activités d'investissement. Avec la modification, les coûts d'administration, de même que les frais d'exploration géologique et géophysique, sont traités comme une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Toutes les périodes antérieures ont été retraitées de façon à refléter cette modification. La modification se traduit par une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de 32 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005 (24 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2004).

4. REVENUS DE PLACEMENT ET AUTRES PRODUITS

Les revenus de placement et autres produits pour les trois mois terminés le 31 mars 2005 comprennent 494 millions \$ (2 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2004) pour les pertes non réalisées sur les contrats dérivés, dont 492 millions \$ (néant pour les trois mois terminés le 31 mars 2004) ont trait aux contrats dérivés en cours associés à l'acquisition en 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord.

5. DÉVALUATION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

À la suite d'un examen de ses activités de raffinage et d'approvisionnement de l'Est du Canada, Petro-Canada a annoncé en septembre 2003 qu'elle cesserait ses activités de raffinage à Oakville et qu'elle agrandirait le terminal existant. La charge totale imputée aux résultats relativement à la fermeture, qui a eu lieu en avril 2005, est d'environ 200 millions \$ après impôts. Les charges suivantes ont été enregistrées dans le secteur Aval :

	<u>Trois mois terminés le 31 mars</u>			
	<u>2005</u>			<u>2004</u>
	<u>Avant impôts</u>	<u>Après impôts</u>	<u>Avant impôts</u>	<u>Après impôts</u>
	<i>(en millions de dollars)</i>			
Exploitation, commercialisation et administration (coûts de déclassement et coûts liés au personnel)	1	1	1	1
Amortissement pour dépréciation (dévaluation d'éléments d'actif et amortissement pour dépréciation accru)	—	—	20	12
	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>21</u>	<u>13</u>

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Les impôts sur le bénéfice futurs pour les trois mois terminés le 31 mars 2004 ont été réduits de 13 millions \$ en raison de la réduction pratiquement en vigueur des taux d'imposition provinciaux. L'ajustement a été réparti entre les secteurs en tant que diminution (augmentation) des impôts sur le bénéfice comme suit : Gaz naturel nord-américain – 7 millions \$, Pétrole de la côte Est – 3 millions \$, Sables pétrolifères – 2 millions \$, Aval – 2 millions \$ et Services partagés – (1) million \$.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS*(non vérifiées)***7. ÉLÉMENTS SANS EFFET SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

	<u>Trois mois terminés le 31 mars</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
	<i>(en millions de dollars)</i>	
Amortissement pour dépréciation et épuisement	348	355
Impôts futurs	(184)	(16)
Augmentation des obligations liées à la mise hors service de biens	16	12
Perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	5	16
Gain à la vente d'éléments d'actif	-	(10)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	492	-
Autres	<u>9</u>	<u>6</u>
	<u>686</u>	<u>363</u>

8. PROGRAMME DE TITRISATION

Au cours de 2004, la Société a conclu un programme de titrisation, expirant en 2009, afin de vendre une part indivise de comptes débiteurs admissibles à un tiers, sur une base renouvelable et avec tous les services.

En mars 2005, Petro-Canada a porté le montant limite des comptes débiteurs pouvant être vendus en vertu du programme de 400 millions \$ à 500 millions \$. Au cours des trois mois terminés le 31 mars 2005, la Société a vendu des comptes débiteurs impayés additionnels de 80 millions \$, ce qui lui a rapporté un produit net de 80 millions \$.

Au 31 mars 2005, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ avaient été vendus en vertu du programme.

9. AVOIR DES ACTIONNAIRES

	31 mars	31 décembre
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
	<i>(en millions de dollars)</i>	
Actions ordinaires	1 339	1 314
Surplus d'apport	1 681	1 743
Bénéfices non répartis	5 487	5 408
Écart de conversion de devises	<u>173</u>	<u>274</u>
	<u>8 680</u>	<u>8 739</u>

En vertu des dispositions d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (OPRCNA), la Société a acheté 944 900 actions à un coût de 67 millions \$ au cours des trois mois terminés le 31 mars 2005 (néant pour les trois mois terminés le 31 mars 2004). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées a été comptabilisé comme une réduction du surplus d'apport.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS*(non vérifiées)***10. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS**

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2005, la Société a octroyé 2 002 400 options, 315 070 unités d'actions récompensant le rendement et 22 166 unités d'actions différées (1 787 400, 284 880 et 39 043 respectivement pour les trois mois terminés le 31 mars 2004). La Société comptabilise une charge de rémunération liée aux actions pour ces octrois dans l'état des résultats consolidés en utilisant la méthode comptable fondée sur la juste valeur.

Une charge de rémunération n'a pas été comptabilisée pour les options sur actions octroyées avant 2003. Le tableau ci-dessous présente le bénéfice net pro forma et le bénéfice par action pro forma calculés selon l'hypothèse que la méthode comptable fondée sur la juste valeur a servi à comptabiliser le coût de rémunération des options sur actions octroyées en 2002.

	Trois mois terminés le 31 mars					
	<u>2005</u> <u>2004</u>		<u>2005</u> <u>2004</u>			
	Bénéfice net <i>(en millions de dollars)</i>		Bénéfice par action <i>(en dollars)</i>			
			De base	Dilué	De base	Dilué
Bénéfice net présenté	118	513	0,45	0,45	1,93	1,90
Ajustement pro forma	<u>2</u>	<u>2</u>	-	<u>0,01</u>	<u>0,01</u>	-
Bénéfice net pro forma	<u>116</u>	<u>511</u>	<u>0,45</u>	<u>0,44</u>	<u>1,92</u>	<u>1,90</u>

11. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et certains régimes d'avantages sociaux comme l'assurance maladie et l'assurance vie à ses retraités admissibles. Les charges associées à ces régimes se présentent comme suit :

	Trois mois terminés le 31 mars	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
	<i>(en millions de dollars)</i>	
Régimes de retraite :		
Régimes à prestations déterminées		
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	8	6
Intérêts débiteurs	21	20
Rendement prévu de l'actif des régimes	(22)	(19)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	<u>9</u>	<u>8</u>
	<u>15</u>	<u>14</u>
Régimes à cotisations déterminées	<u>4</u>	<u>3</u>
	<u>19</u>	<u>17</u>
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :		
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1	1
Intérêts débiteurs	3	3
Amortissement de l'obligation transitoire	<u>1</u>	<u>1</u>
	<u>5</u>	<u>5</u>

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS*(non vérifiées)***12. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES**

La note d'orientation concernant la comptabilité 15 (NOC-15), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, fournit des critères de définition des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) et d'autres critères pour déterminer quelle entité, le cas échéant, devrait les consolider. Les entités dans lesquelles les investissements en instruments de capitaux propres n'ont pas les caractéristiques d'une participation financière conférant le contrôle ou ne sont pas suffisants pour que l'entité finance ses activités sans soutien financier subordonné additionnel doivent être consolidées par une société si cette société est considérée comme le principal bénéficiaire. Le principal bénéficiaire est la partie qui assume la plus grande partie du risque de perte lié aux activités de l'EDDV et (ou) a le droit de recevoir la plus grande partie des rendements résiduels de l'EDDV. La Société a déterminé que certains contrats de concessionnaire des ventes au détail constitueraient des EDDV, bien que la Société n'ait aucune participation dans ces entités. La Société, toutefois, n'est pas le bénéficiaire principal et par conséquent, la consolidation n'est pas exigée. Dans le cas de certains de ces contrats de concessionnaire des ventes au détail, la Société a fourni des garanties de prêts. La direction estime que l'exposition maximale de la Société à des pertes découlant de ces contrats ne serait pas importante.

13. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Le 1^{er} mars 2005, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord pour devenir partenaire dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères de Fort Hills, qui appartenait jusqu'ici à 100 % à UTS Energy Corporation (UTS). En vertu de l'accord, Petro-Canada assumera une participation de 60 % dans le projet et en deviendra l'exploitant. Pour payer son investissement, Petro-Canada financera 75 % de la quote-part d'UTS à l'égard de la prochaine tranche de 1 milliard \$ des capitaux destinés au développement, soit 300 millions \$. La transaction est assujettie à toutes les approbations gouvernementales et réglementaires exigées et devrait être conclue au deuxième trimestre de 2005.