

2006

## Rapport trimestriel



Pour publication immédiate  
Le 25 avril 2006

(also published in English)

## Des difficultés opérationnelles se répercutent sur les résultats du trimestre; les projets d'amont demeurent sur la bonne voie pour stimuler la croissance

### Points saillants

- L'usine de lubrifiants se remet de l'incendie et des plans sont en place pour améliorer la fiabilité de Terra Nova
- Les projets d'amont demeurent sur la bonne voie pour stimuler la croissance de la production au cours des trois prochaines années
- Le programme de rachat d'actions passe en mode accéléré avec le rachat de 8,8 millions d'actions au cours du trimestre au moyen du produit de la vente des actifs syriens

**Calgary** – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 486 millions \$ (0,95 \$/action) pour le premier trimestre, comparativement à 460 millions \$ (0,88 \$/action) au premier trimestre de 2005. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies au premier trimestre de 2006 ont été de 857 millions \$ (1,67 \$/action), comparativement à 801 millions \$ (1,54 \$/action) au même trimestre de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie n'incluent pas la variation du fonds de roulement hors caisse.

Le bénéfice net pour le premier trimestre de 2006 a été de 206 millions \$ (0,40 \$/action), comparativement à 118 millions \$ (0,23 \$/action) à la même période de 2005. Le bénéfice net comprend les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés, ainsi que les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'éléments d'actif. Le bénéfice net au premier trimestre de 2006 comprend une charge de 242 millions \$ liée à un ajustement de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni.

« Des problèmes opérationnels nous ont nui ce trimestre, mais nous sommes en voie de réaliser un rétablissement complet, a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. De plus, nos grands projets de croissance en amont sont tous sur la bonne voie pour ajouter à court terme à la production. »

Le 31 janvier 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente de ses actifs producteurs syriens. Ces actifs et les résultats associés sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies. Le bénéfice net lié aux activités abandonnées a été de 152 millions \$ au premier trimestre de 2006, y compris un gain à la cession de 134 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 8 millions \$ au même trimestre de l'exercice précédent.

### Résultats du premier trimestre

	Trois mois terminés le 31 mars	
(en millions de dollars, sauf les montants par action et les nombres d'actions) <sup>(1)</sup>	2006	2005
<b>Résultats consolidés</b>		
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels <sup>(2)</sup>	504 \$	468 \$
Bénéfice net	206	118
Flux de trésorerie	874 \$	854 \$
<b>Résultats liés aux activités poursuivies</b>		
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels <sup>(2)</sup>	486 \$	460 \$
– en \$/action	0,95	0,88
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	54	110
– en \$/action	0,11	0,21
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	857	801
– en \$/action	1,67	1,54
Dividendes – en \$/action	0,10	0,08
Programme de rachat d'actions	476	67
– en millions d'actions	8,8	1,9
Dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies	767 \$	879 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	512,9	520,1

(1) Les montants par action tiennent compte du dividende en actions versé.

(2) Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels (qui représente le bénéfice net en excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'éléments d'actif, les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard, les coûts liés à la rémunération à base d'actions, les suppléments de primes d'assurance, les ajustements d'impôt ou les coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville) est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation.

## Points saillants de l'exploitation

La production tirée des activités poursuivies au premier trimestre s'est chiffrée à 355 000 barils équivalent pétrole/jour (bep/j) (377 000 bep/j en incluant la Syrie pour le mois de janvier seulement) en 2006, presque inchangée par rapport à 357 000 bep/j (431 000 bep/j en incluant la Syrie) au même trimestre de 2005. La production accrue tirée des secteurs Sables pétrolifères et International a été plus qu'annulée par les volumes de gaz naturel plus faibles dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production du secteur Pétrole de la côte Est a légèrement augmenté au premier trimestre de 2006 comparativement au premier trimestre de 2005, l'ajout de la production de White Rose ayant été contrebalancé par la production moindre à Terra Nova et à Hibernia.

« Nous avons réalisé de très bons progrès en ce qui concerne nos projets à long terme ce trimestre, faisant avancer le projet Fort Hills et passant à la prochaine étape de notre projet de GNL de la mer Baltique, a déclaré M. Brenneman. Notre secteur Aval a accompli un travail remarquable en veillant à ce que les projets pluriannuels visant la production de carburants à combustion plus propre se déroulent conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires en vue de leur achèvement d'ici la date limite réglementaire fixée à cet été. »

Au cours du premier trimestre, le secteur Aval a rétabli la production à l'usine de lubrifiants de Mississauga à ses niveaux d'avant l'incident et a continué d'afficher une solide fiabilité aux raffineries de Montréal et d'Edmonton. Le projet de production de carburant diesel à très faible teneur en soufre à Edmonton s'est rapproché de la marque de cinq millions d'heures sans blessure entraînant une perte de temps, tandis que la raffinerie entreprenait une révision majeure planifiée de 62 jours pour achever les raccordements nécessaires au projet.

	Trois mois terminés le	
	2006	2005
<b>Amont – résultats consolidés</b>		
Production avant redevances		
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN), nette (en milliers de barils/jour)	245,6	283,7
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	787	883
Production totale <sup>(1)</sup> (en milliers de barils équivalent pétrole/jour)	377	431
Prix réalisés moyens		
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	64,82	52,76
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	8,64	6,55
<b>Amont – activités poursuivies</b>		
Production tirée des activités poursuivies avant redevances		
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/jour)	225,0	214,8
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	779	855
Production totale <sup>(1)</sup> (en millions de bep/j)	355	357
Prix réalisés moyens – activités poursuivies		
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	64,18	52,22
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	8,65	6,60
<b>Aval</b>		
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes/jour)	49,9	53,2
Utilisation moyenne des raffineries <sup>(2)</sup> (en pourcentage)	98	100
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts <sup>(3)</sup> (en cents/litre)	1,6	2,4

(1) La production totale comprend les volumes de gaz naturel convertis selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole.

(2) Comprend la capacité de la raffinerie d'Oakville, ajustée au prorata de façon à refléter l'exploitation partielle de cette raffinerie avant sa fermeture permanente ayant pris effet le 11 avril 2005.

(3) Avant l'amortissement additionnel et d'autres charges liées à la fermeture de la raffinerie d'Oakville.

## Perspectives

### *Mises à jour opérationnelles*

- La révision à la raffinerie d'Edmonton a débuté au milieu de mars; les travaux d'une durée prévue de 62 jours comprennent un arrêt complet de 14 jours
- Les projets de production de carburant diesel à très faible teneur en soufre à Montréal et à Edmonton continuent de se dérouler conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires en vue de leur achèvement en mai
- Des révisions planifiées dans des usines à gaz de l'Ouest du Canada devraient réduire la production du deuxième trimestre d'environ 20 millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
- La révision d'une durée de 70 à 90 jours de l'installation Terra Nova devrait débiter au milieu de juin 2006

### *Jalons stratégiques*

- Suspension du projet Hebron
- Atteinte de la pleine production à White Rose d'ici le milieu de 2006
- Mise en production de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude au deuxième trimestre
- Achèvement de l'agrandissement de l'usine de lubrifiants qui verra sa capacité augmenter de 25 % au milieu de 2006
- Rachat continu d'actions au moyen du produit de la vente des actifs syriens parvenus à maturité
- Entrée en production de nouveaux champs pétrolifères en mer du Nord à la fin de 2006

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 (TSX) sous le symbole PCA et à la Bourse de New York (NYSE) sous le symbole PCZ.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

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

Michelle Harries  
Communications de la Société  
(403) 296-3648

[www.petro-canada.ca](http://www.petro-canada.ca)

## RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 25 avril 2006, est présenté aux pages 4 à 25 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour les trois mois terminés le 31 mars 2006; au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005; aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et à la Notice annuelle de la Société datée du 14 mars 2006.

## MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

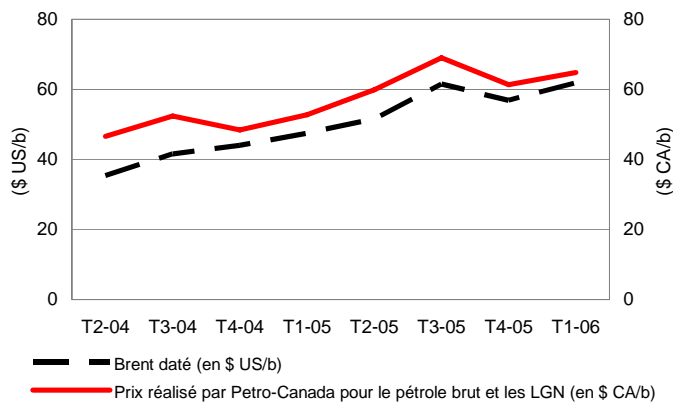
Les flux de trésorerie, qui sont exprimés en tant que flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse, sont utilisés par la Société pour l'analyse du rendement d'exploitation, du levier financier et des liquidités. Le bénéfice d'exploitation, qui représente le bénéfice net en excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'éléments d'actif ainsi que les gains ou les pertes non réalisés à l'évaluation à la valeur de 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 PCGR du Canada et, par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à celles du même type utilisées par d'autres sociétés. Le rapprochement des montants du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie avec la mesure associée en vertu des PCGR est exposé dans les tableaux aux pages 8 et 25 de ce rapport de gestion.

## CONJONCTURE

Les prix du marché indiqués ci-dessous influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les LGN, le gaz naturel et les produits pétroliers, tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 23.

## AMONT

### Pétrole brut

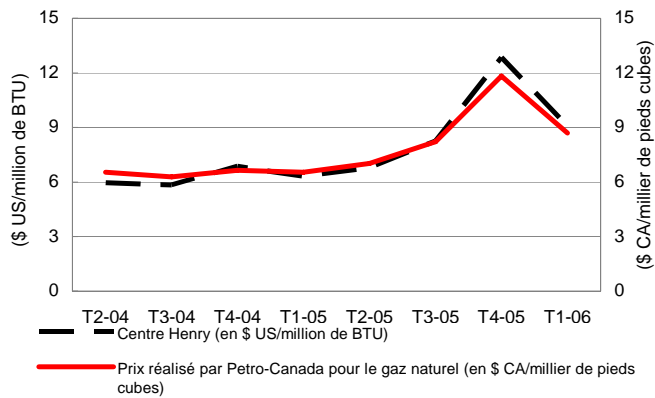


L'instabilité géopolitique au Nigeria, les troubles qui se poursuivent en Iraq et les tensions entre les États-Unis et l'Iran au sujet de l'accès à la capacité nucléaire ont poussé les prix internationaux du pétrole au-dessus de la barre des 60 \$ US et ont entraîné une plus grande volatilité des prix. Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 61,75 \$ US/baril (b) au premier trimestre de 2006, en hausse de 30 % par rapport à 47,50 \$ US/b au premier trimestre de 2005. Au cours de la même période de 2006, le dollar canadien valait en moyenne 0,87 \$ US, en hausse par rapport à 0,82 \$ US au premier trimestre de 2005.

En conséquence, les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada à l'échelle de la Société pour le pétrole brut et les LGN ont augmenté de 23 %, le prix moyen étant passé de 52,76 \$/b au premier trimestre de 2005 à 64,82 \$/b au premier trimestre de 2006.

Au premier trimestre, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et le Maya mexicain a légèrement diminué, passant à 14,08 \$ US/b, comparativement à 14,89 \$ US/b au premier trimestre de 2005. Au Canada, l'écart entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a augmenté pour atteindre 29,29 \$/b au premier trimestre de 2006, comparativement à 23,59 \$/b au premier trimestre de 2005.

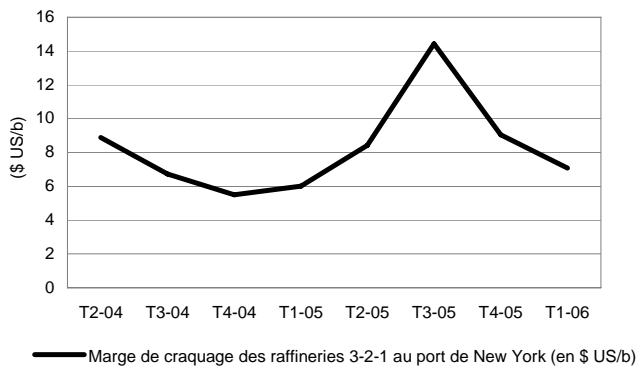
**Gaz naturel**



Après avoir débuté l'année dans les deux chiffres, les prix du gaz naturel nord-américain ont considérablement diminué vers la fin du trimestre, l'un des hivers les plus doux que l'on ait jamais connus ayant fait chuter la demande de gaz. Au premier trimestre de 2006, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 9,08 \$ US/million de BTU, en hausse de 44 % par rapport à 6,32 \$ US/million de BTU au premier trimestre de 2005.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada dans son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 8,69 \$/millier de pieds cubes (pi<sup>3</sup>) au premier trimestre de 2006, en hausse de 30 % par rapport à 6,67 \$/millier de pi<sup>3</sup> au premier trimestre de 2005, ce qui reflète les tendances des prix du marché.

**AVAL**



Deux événements reliés aux spécifications des produits ont soutenu les marges de raffinage durant la plus grande partie du trimestre. En dépit de températures hivernales douces, les inquiétudes au sujet de problèmes d'approvisionnement éventuels causés par l'introduction du carburant diesel à très faible teneur en soufre aux États-Unis et au Canada d'ici juin 2006 ont maintenu les marges de craquage sur le mazout de chauffage à des niveaux élevés. Par ailleurs, l'élimination progressive de l'éther méthyltertiobutylique (MTBE) de l'essence aux États-Unis, combinée à une saison chargée pour les révisions dans les raffineries, a aidé à maintenir les marges de craquage de l'essence à des niveaux assez robustes. En conséquence, la marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York au premier trimestre a été en moyenne de 7,08 \$ US/b, en hausse de 18 % par rapport à 6,01 \$ US/b au premier trimestre de 2005.

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

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/b)	61,75	47,50
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/b)	63,48	49,84
Écart de prix FAB Brent daté-Maya (en \$ US/b)	14,08	14,89
Edmonton Light (en \$ CA/b)	69,50	61,86
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (en \$ CA/b)	29,29	23,59
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	9,08	6,32
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/million de pi <sup>3</sup> )	9,67	6,97
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/b)	7,08	6,01
Taux de change (en cents US/\$ CA)	86,6	81,5

Le tableau ci-dessous indique les incidences après impôt estimatives que la variation de certains facteurs aurait pu avoir, si elle avait eu lieu, sur le bénéfice net lié aux activités poursuivies de Petro-Canada en 2005. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

<b>Facteur</b> <sup>(1), (2)</sup>	<b>Variation (+)</b>	<b>Incidence sur le bénéfice net annuel</b> <i>(en millions de dollars)</i>	<b>Incidence sur le bénéfice net annuel</b> <i>(en \$/action)</i> <sup>(3)</sup>
<b>Amont</b>			
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN <sup>(4)</sup>	1,00 \$/b	43 \$	0,08 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi <sup>3</sup>	32	0,06
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice lié aux activités d'amont poursuivies <sup>(5)</sup>	0,01 \$	(36)	(0,07)
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 b/j	9	0,02
Production de gaz naturel	10 millions de pi <sup>3</sup> /j	11	0,02
Contrats dérivés associés à Buzzard (non réalisés) <sup>(6)</sup>	1,00 \$/b	(19)	(0,04)
<b>Aval</b>			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York	0,10 \$ US/b	6	0,01
Écart de prix entre le brut léger et le brut lourd	1,00 \$ US/b	7	0,01
<b>Société</b>			
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains <sup>(7)</sup>	0,01 \$	14 \$	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) Les montants par action sont basés sur le nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2005.

(4) Ce facteur d'influence est basé sur une variation équivalente du prix des pétroles WTI et Brent daté.

(5) Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice lié aux activités d'amont poursuivies.

(6) Fait référence aux gains ou aux pertes sur les contrats de vente à terme portant sur la vente future de 35,8 millions de barils de pétrole brut Brent qui ont été conclus dans le cadre de l'acquisition par la Société d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique du la mer du Nord.

(7) Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence positive sur le bénéfice de la Société relativement aux titres d'emprunt libellés en dollars américains de Petro-Canada. L'incidence fait référence aux gains ou aux pertes sur une tranche de 1,4 milliard \$ 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 1,1 milliard \$ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains, associée au secteur International autonome et aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain, sont reportés et sont inclus dans les capitaux propres.

## STRATÉGIE D'ENTREPRISE

La stratégie de Petro-Canada est de créer de la valeur pour les actionnaires en améliorant la rentabilité des activités de base et en réalisant une croissance à long terme rentable.

Au cours des trois prochaines années, nos projets d'amont devraient entraîner une croissance annuelle de la production tirée des activités poursuivies de l'ordre de 8 % à 11 %. En même temps, avec l'achèvement de nos projets réglementaires dans le secteur Aval au milieu de 2006, nous envisageons de consacrer davantage nos investissements à des projets de croissance, tels que la conversion de la raffinerie d'Edmonton afin qu'elle puisse traiter des charges d'alimentation provenant de sables pétrolifères. À plus long terme, nous entamons le développement de la deuxième vague de projets d'amont qui assureront la croissance de la production après 2008.

Priorités stratégiques	Progrès au cours du trimestre
<b>RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS À LONG TERME DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• clôture de la vente des actifs producteurs syriens non exploités parvenus à maturité;</li> <li>• sélection de Sturgeon County comme emplacement pour l'usine de valorisation du projet Fort Hills;</li> <li>• achat de deux concessions de sables pétrolifères additionnelles adjacentes aux concessions existantes à Fort Hills; et</li> <li>• signature d'un accord en vue d'entreprendre la conception technique initiale d'une usine de gaz naturel liquéfié (GNL) éventuelle sur les rives de la mer Baltique.</li> </ul>
<b>FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• début de l'injection de vapeur à un troisième emplacement de puits à MacKay River, en vue d'une production de 27 000 b/j à 30 000 b/j à la fin de 2006;</li> <li>• atteinte d'un excellent taux de fiabilité des installations aux raffineries d'Edmonton et de Montréal et rétablissement après un incendie à l'usine de lubrifiants; et</li> <li>• production réduite à Terra Nova en raison de problèmes liés à l'équipement.</li> </ul>
<b>MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• à la fin du trimestre, ratio dette/dette plus les capitaux propres de 23,9 % et ratio dette/flux de trésorerie de 0,8 fois; et</li> <li>• rachat de 8,8 millions d'actions ordinaires de la Société à un prix moyen de 54,14 \$/action pour un coût total de 476 millions \$.</li> </ul>
<b>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• appui aux athlètes olympiques et paralympiques canadiens aux Jeux d'hiver de Turin en 2006; et</li> <li>• approche de la marque de cinq millions d'heures sans blessure entraînant une perte de temps pour le projet de production de carburant diesel à très faible teneur en soufre à Edmonton.</li> </ul>

## JALONS STRATÉGIQUES

2<sup>e</sup> trimestre 2006



3<sup>e</sup> trimestre 2006



4<sup>e</sup> trimestre 2006



2007



- |   |  |   |  |
|---|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ atteinte de la pleine production à White Rose; et</li> <li>▪ entrée en production de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ achèvement de l'agrandissement augmentant de 25 % la capacité de l'usine de lubrifiants.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ obtention de la décision réglementaire au sujet du projet à Gros-Cacouna;</li> <li>▪ entrée en production de nouveaux champs dans la mer du Nord (De Ruyter, L5b-C et Buzzard); et</li> <li>▪ atteinte de la production plateau à MacKay River.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ dépôt de la demande réglementaire pour l'usine de valorisation de Sturgeon County;</li> <li>▪ atteinte de la pleine production à Buzzard;</li> <li>▪ doublement de la production dans les Rocheuses américaines;</li> <li>▪ obtention de la décision réglementaire au sujet de l'agrandissement de MacKay River; et</li> <li>▪ prise de décision au sujet de l'ajout d'une unité de cokéfaction à la raffinerie de Montréal.</li> </ul> |
|---|--|---|--|

## ANALYSE DU BÉNÉFICE ET DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

### Analyse du bénéfice

Au cours du premier trimestre de 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente des actifs producteurs de la Société en Syrie. Ces actifs et les résultats connexes sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

	Trois mois terminés le 31 mars			
	2006	(en \$/ action)	2005	(en \$/ action)
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action) <sup>(1)</sup></i>				
<b>Bénéfice net</b>	<b>206 \$</b>	<b>0,40 \$</b>	118 \$	0,23 \$
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	152		8	
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>54 \$</b>	<b>0,11 \$</b>	110 \$	0,21 \$
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères <sup>(2)</sup>	(1)		(4)	
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard <sup>(3)</sup>	(149)		(313)	
Gain à la vente d'éléments d'actif	2		–	
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies</b>	<b>202</b>		427	
Rémunération à base d'actions	(42)		(12)	
Supplément de primes d'assurance <sup>(4)</sup>	–		(20)	
Ajustements d'impôt	(242)		–	
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	–		(1)	
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>486 \$</b>	<b>0,95 \$</b>	460 \$	0,88 \$
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	18		8	
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux éléments inhabituels</b>	<b>504 \$</b>	<b>0,98 \$</b>	468 \$	0,90 \$

(1) Les montants par action tiennent compte du dividende en actions versé.

(2) La conversion de devises étrangères reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains non associée au secteur International autonome ou aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain.

(3) Dans le cadre de son acquisition en juin 2004 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.

(4) Les suppléments de primes d'assurance comprennent des charges à payer et des suppléments au titre des polices d'Oil Insurance Ltd. (OIL). OIL est une mutuelle d'assurance qui assure les dommages matériels dans le secteur de l'énergie.

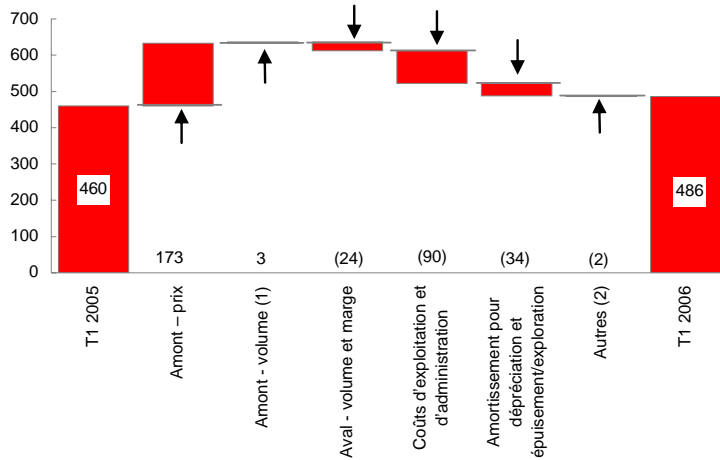
Au premier trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies comprend une charge de 242 millions \$ liée à un ajustement du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni, de même qu'une charge de 42 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions. Au premier trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies comprenait un certain nombre d'éléments inhabituels : une charge de 20 millions \$ liée à des suppléments de primes d'assurance, une charge de 12 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et une charge de 1 million \$ liée à la fermeture de la raffinerie d'Oakville.



Variation du bénéfice

**ANALYSE DES FACTEURS – 1<sup>er</sup> TRIMESTRE 2006 COMPARATIVEMENT AU 1<sup>er</sup> TRIMESTRE 2005**

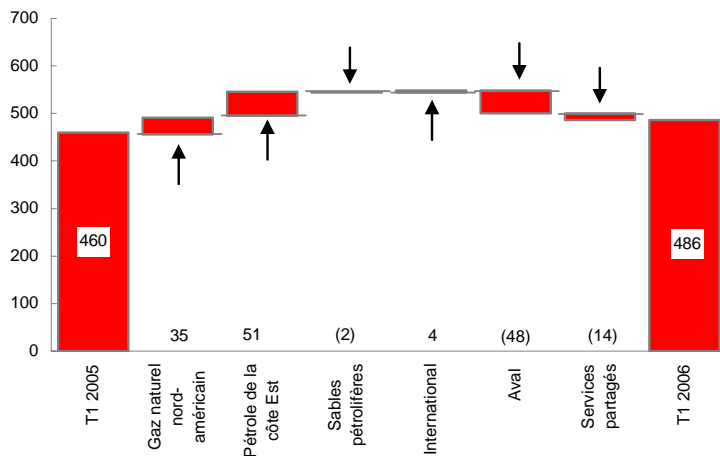
**Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels**  
(en millions de dollars, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels au premier trimestre de 2006 a augmenté pour atteindre 486 millions \$ (0,95 \$/action), comparativement à 460 millions \$ (0,88 \$/action) au premier trimestre de 2005. Cette augmentation reflète les prix réalisés plus élevés des marchandises d'amont, contrebalancés partiellement par les coûts d'exploitation, les frais d'exploration et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés, ainsi que les marges de raffinage et les volumes plus faibles réalisés en aval en raison de l'incendie à l'usine de lubrifiants.

- (1) L'élément Amont - volume d'amont comprend la portion de l'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- (2) L'élément Autres comprend surtout les intérêts débiteurs, la conversion de devises étrangères, les modifications des taux d'imposition en vigueur et les mouvements des stocks d'amont.

**Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels par secteur**  
(en millions de dollars, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels sur une base sectorielle au premier trimestre de 2006 a augmenté de 6 % pour atteindre 486 millions \$, comparativement à 460 millions \$ au premier trimestre de 2005. L'augmentation du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels au premier trimestre reflète le bénéfice d'exploitation accru des secteurs Pétrole de la côte Est, Gaz naturel nord-américain et International. Cette hausse a été contrebalancée en partie par le bénéfice d'exploitation plus faible du secteur Aval, les coûts accrus des Services partagés et la perte d'exploitation plus importante du secteur Sables pétroliers.

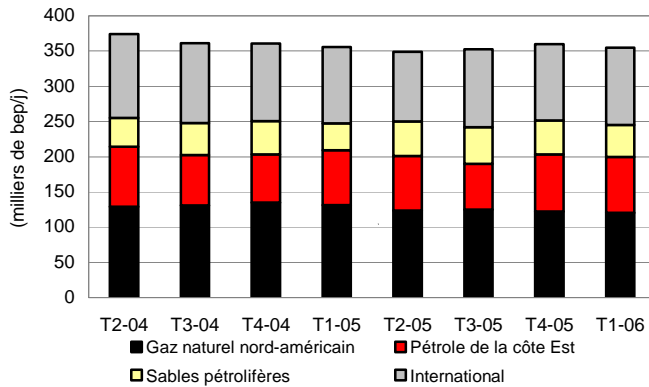
Le bénéfice net au premier trimestre de 2006 a été de 206 millions \$ (0,40 \$/action), comparativement à 118 millions \$ (0,23 \$/action) à la même période de 2005. Le bénéfice net comprend le bénéfice net lié aux activités abandonnées, les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères, les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard et les gains à la vente d'éléments d'actif. Le bénéfice net au premier trimestre de 2006 est plus élevé qu'au premier trimestre de 2005 en raison du gain à la cession des actifs syriens et d'une perte non réalisée moins importante sur les contrats dérivés associés à Buzzard contrebalancé par un ajustement de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni.

Au premier trimestre de 2006, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont été de 857 millions \$ (1,67 \$/action), en hausse par rapport à 801 millions \$ (1,54 \$/action) au premier trimestre de 2005. L'augmentation des flux de trésorerie reflète le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies plus élevé.

**AMONT**

**Production tirée des activités poursuivies**

Petro-Canada convertit les volumes de gaz naturel en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pi<sup>3</sup> de gaz naturel pour un baril de pétrole. Les volumes de production déclarés font référence à la participation directe avant redevances, à moins d'indication contraire.



Au premier trimestre de 2006, la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel tirée des activités poursuivies s'est chiffrée en moyenne à 355 000 bep/j, comparativement à 357 000 bep/j au premier trimestre de 2005. La production accrue dans les secteurs Sables pétrolifères et International a été plus qu'annulée par les volumes plus faibles dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production du secteur Pétrole de la côte Est a légèrement augmenté au premier trimestre de 2006 comparativement au premier trimestre de 2005, l'ajout de la production de White Rose ayant été contrebalancé par la production moindre à Terra Nova et à Hibernia.

**Gaz naturel nord-américain**

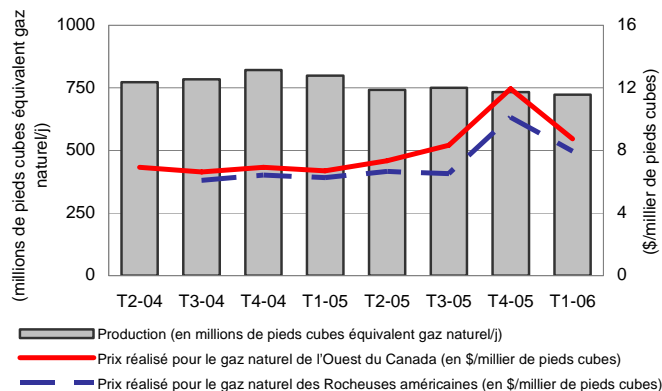
(en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Bénéfice net et bénéfice d'exploitation</b>	<b>139 \$</b>	103 \$
Suppléments de primes d'assurance	-	(1)
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>139 \$</b>	104 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	<b>264 \$</b>	228 \$

Les prix accrus ont été contrebalancés en partie par l'épuisement naturel prévu de la production, ce qui s'est traduit par un bénéfice net plus élevé pour le secteur Gaz naturel nord-américain au premier trimestre de 2006. Petro-Canada se tourne de plus en plus vers la production de gaz naturel non classique. De nouveaux investissements ciblent le gaz de réservoir étanche dans l'Ouest du Canada et la production de méthane de houille dans les Rocheuses américaines et la réussite de tels efforts pourrait compenser l'épuisement naturel des actifs existants.

Au premier trimestre de 2006, le secteur Gaz naturel nord-américain a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 139 millions \$, comparativement à 104 millions \$ au premier trimestre de 2005. Les prix accrus ont été contrebalancés en partie par les volumes plus faibles et les coûts d'exploitation plus importants. L'augmentation des coûts d'exploitation est surtout attribuable aux pressions sur les coûts à l'échelle de l'industrie.

Le bénéfice net du secteur Gaz naturel nord-américain a été de 139 millions \$, en hausse de 35 % par rapport à 103 millions \$ au premier trimestre de 2005.

**Production et prix – Gaz naturel nord-américain**



La production du secteur Gaz naturel nord-américain au premier trimestre de 2006 affiche une diminution de 10 % par rapport à la même période l’an dernier. Le recul de la production reflète l’épuisement naturel des champs, ainsi que des activités de maintenance non planifiées à des installations de traitement exploitées par des partenaires dans l’Ouest du Canada et des retards touchant le démarrage de la production dans les Rocheuses américaines.

Les prix réalisés pour le gaz naturel de l’Ouest du Canada et des Rocheuses américaines au premier trimestre de 2006 ont augmenté de 30 % par rapport au même trimestre de 2005.

	Premier trimestre 2006		Premier trimestre 2005	
Production (en millions de pi <sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j)	<b>723</b>		799	
Prix réalisé pour le gaz naturel de l’Ouest du Canada (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>8,74</b>	\$	6,70	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>7,95</b>	\$	6,26	\$

Dans les Rocheuses américaines, des retards dans l’obtention des permis de traitement d’eau pour l’exploitation du méthane de houille l’an dernier ont retardé l’augmentation de la production de gaz en 2006. En février, les permis de traitement d’eau nécessaires pour les puits prévus en 2005 et en 2006 ont été approuvés. Les opérations de déshydratation du charbon augmenteront donc graduellement, ce qui devrait accroître la production de gaz naturel plus tard au cours de 2006 et en 2007. Dans l’Ouest du Canada, la Société a mis sous contrat les appareils de forage nécessaires au programme de forage de cette année et entreprendra un programme de forage de puits de gaz de réservoir étanche peu profond dans la région de Medicine Hat au deuxième trimestre.

Des révisions planifiées d’installations de traitement et de collecte devraient réduire la production d’environ 20 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j au deuxième trimestre.

**Autres projets**

Au premier trimestre de 2006, Petro-Canada et FEX L.P. (filiale de Talisman Energy Inc.) ont conclu un accord de mise en commun pour l’exploration conjointe de périmètres dans la zone National Petroleum Reserve-Alaska. Par suite de cet accord, Petro-Canada a obtenu une participation de 30 % dans le puits d’exploration Aklaq-2, qui a été foré au premier trimestre de 2006 et a depuis été suspendu en attendant la réalisation de futures évaluations.

**Pétrole de la côte Est**

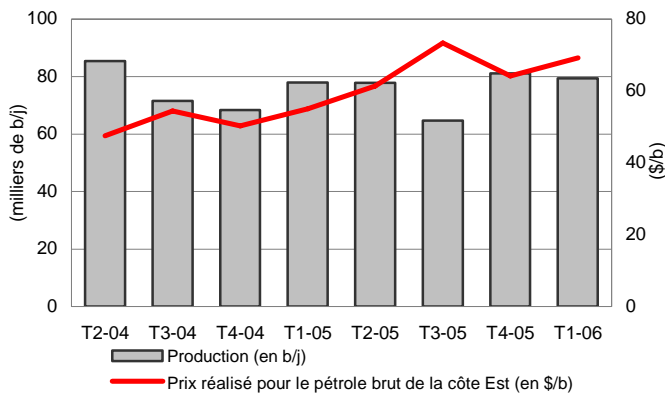
(en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Bénéfice net et bénéfice d’exploitation</b>	<b>229 \$</b>	169 \$
Suppléments de primes d’assurance	–	(9)
<b>Bénéfice d’exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>229 \$</b>	178 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d’exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	<b>292 \$</b>	227 \$

Le solide bénéfice trimestriel reflète les prix réalisés plus élevés et la production accrue en dépit de problèmes d’équipement ayant touché Terra Nova.

Au premier trimestre de 2006, le secteur Pétrole de la côte Est a réalisé un bénéfice d’exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 229 millions \$, en hausse de 29 % par rapport à 178 millions \$ au premier trimestre de 2005. Les prix réalisés plus élevés, les volumes légèrement supérieurs et l’incidence positive des mouvements de stocks ont été contrebalancés en partie par les coûts d’exploitation accrus. La hausse des coûts d’exploitation au premier trimestre de 2006 est surtout attribuable aux coûts additionnels liés au démarrage de White Rose et aux dépenses préliminaires pour la révision de Terra Nova.

Le bénéfice net du secteur Pétrole de la côte Est a été de 229 millions \$ au premier trimestre de 2006, en hausse par rapport à 169 millions \$ au premier trimestre de 2005.

**Production et prix – Pétrole de la côte Est**



La production du secteur Pétrole de la côte Est au premier trimestre de 2006 s'est chiffrée en moyenne à 79 400 b/j, une augmentation de 2 % comparativement à 77 900 b/j à la même période de 2005. La production accrue reflète la nouvelle production de White Rose, contrebalancée principalement par la production moindre à Terra Nova et à Hibernia. La production à Terra Nova a été touchée par la maintenance non planifiée de la boîte d'engrenages de l'un des deux principaux générateurs d'électricité et les retards dans le forage du puits prévu dans le bloc Far East. La production moindre à Hibernia est attribuable à des problèmes de rendement aux installations.

Les prix réalisés par le secteur Pétrole de la côte Est pour le pétrole brut au premier trimestre de 2006 affichent une hausse de 26 % par rapport au premier trimestre de 2005.

	Premier trimestre 2006	Premier trimestre 2005
<i>Production (en b/j)</i>		
Terra Nova	<b>26 100</b>	36 800
Hibernia	<b>35 800</b>	41 100
White Rose	<b>17 500</b>	-
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (en \$/b)	<b>69,21 \$</b>	55,08 \$

**Révisions planifiées**

Une révision prolongée à Terra Nova devrait débuter au milieu de juin 2006 et durer entre 70 et 90 jours. Des plans détaillés seront soumis à l'approbation finale des partenaires à la fin d'avril.

**Redevances sur la côte Est**

Au premier trimestre de 2006, les taux de redevance sur la côte Est ont augmenté, passant à 10 % en moyenne par rapport à 4 % au premier trimestre de 2005. Le projet Terra Nova a atteint le seuil de niveau un au quatrième trimestre de 2005. Tel que prévu, les paiements de redevances pour Terra Nova sont passés de 5 % à 22 % des produits d'exploitation bruts au premier trimestre de 2006. La nouvelle production tirée de White Rose a été assujettie à une redevance de base de 1 % des produits d'exploitation bruts du champ au premier trimestre de 2006.

**Autres projets**

En mars 2006, le premier puits de production dans le bloc Far East du champ Terra Nova a été mis en service. Le puits est en cours d'évaluation pour la détermination des niveaux de production définitifs.

En avril 2006, Petro-Canada et ses partenaires dans le projet Hebron ont décidé de suspendre les négociations avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et de démobiliser l'équipe responsable du projet Hebron, n'ayant pas réussi à conclure un accord au sujet du projet. Petro-Canada continue de considérer Hebron comme un actif de qualité. Bien que les activités relatives au projet soient suspendues pour le moment, Petro-Canada et ses partenaires dans le projet gardent bon espoir que le projet ira de l'avant à une date ultérieure, avec la conclusion d'un accord définitif avec le gouvernement provincial.

**Sables pétrolifères**

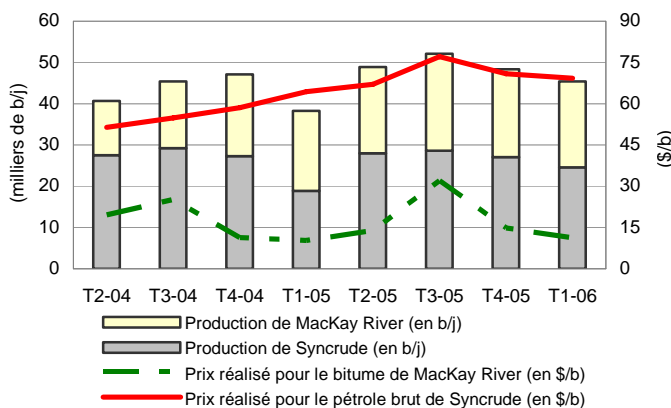
<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Perte nette et perte d'exploitation</b>	<b>(19) \$</b>	<b>(19) \$</b>
Suppléments de primes d'assurance	-	(2)
<b>Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>(19) \$</b>	<b>(17) \$</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	<b>29 \$</b>	<b>45 \$</b>

L'emplacement de l'usine de valorisation pour le projet Fort Hills a été annoncé au cours du trimestre, tandis que les raccordements définitifs pour la mise en service des installations de la troisième phase d'agrandissement débutaient à Syncrude.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 19 millions \$ au premier trimestre de 2006, en baisse par rapport à une perte d'exploitation de 17 millions \$ au premier trimestre de 2005. Les prix réalisés et les volumes accrus, ainsi que les coûts d'exploitation moins élevés, ont été plus qu'annulés par les coûts d'exploitation et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés. Les coûts d'exploitation accrus à Syncrude reflètent les coûts plus élevés du gaz naturel, les coûts liés à la maintenance planifiée, la charge de rémunération variable plus élevée et les coûts de mise en service de la troisième phase d'agrandissement. Les coûts d'exploitation accrus à MacKay River sont surtout imputables aux coûts plus élevés du gaz naturel.

Au premier trimestre de 2006, la perte nette des Sables pétrolifères a été de 19 millions \$, inchangée par rapport au premier trimestre de 2005.

**Production et prix – Sables pétrolifères**



La production de Syncrude au premier trimestre de 2006 affiche une augmentation de 30 % par rapport au premier trimestre de 2005. L'augmentation sur douze mois reflète des arrêts temporaires d'unités d'hydrogène au premier trimestre de 2005 qui ont réduit la production. Des révisions planifiées d'unités de cokéfaction ont eu lieu au cours des deux trimestres. Les prix réalisés moyens de Syncrude au premier trimestre de 2006 ont été supérieurs de 8 % aux prix réalisés au premier trimestre de 2005.

La production de MacKay River au premier trimestre de 2006 affiche une hausse de 7 % par rapport à la même période de 2005. MacKay River a maintenu une fiabilité élevée, supérieure à 98 %, au premier trimestre de 2006. L'injection de vapeur au troisième emplacement de puits de MacKay River a commencé en janvier et la production qui devrait débuter au deuxième trimestre augmentera graduellement tout au long de 2006. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont augmenté de 8 % au premier trimestre de 2006 par rapport au premier trimestre de 2005.

	Premier trimestre 2006	Premier trimestre 2005
Production (en b/j)		
Syncrude	<b>24 600</b>	18 900
MacKay River	<b>20 800</b>	19 400
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/b)	<b>69,29 \$</b>	64,40 \$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/b)	<b>11,24 \$</b>	10,37 \$

La troisième phase d'agrandissement de Syncrude devrait entrer en production au deuxième trimestre de 2006 et la production devrait s'accélérer durant le reste de l'année. Syncrude devrait atteindre le seuil de récupération aux fins des redevances au début du deuxième trimestre de 2006. Si les prix du pétrole demeurent à leurs niveaux élevés actuels, la redevance totale payable en 2006 devrait équivaloir à un taux d'environ 10 % des produits d'exploitation bruts.

*Projet Fort Hills*

En janvier, les partenaires dans le projet Fort Hills ont acquis deux concessions additionnelles adjacentes aux concessions de Fort Hills existantes, ce qui leur donnera plus de flexibilité dans la planification de la mine.

Un secteur zoné pour l'industrie lourde dans Sturgeon County, à 40 kilomètres au nord-est d'Edmonton, a été sélectionné comme emplacement pour l'usine de valorisation qui traitera le bitume de la mine Fort Hills. L'examen initial et la sélection des concepts, y compris la préparation d'un document d'avant-projet, sont en cours pour la mine, la production de bitume et l'usine de valorisation de Sturgeon County. Les partenaires prévoient déposer une demande réglementaire pour l'usine de valorisation et entreprendre les études techniques détaillées d'ici la fin de 2006 ou le début de 2007.

**International**

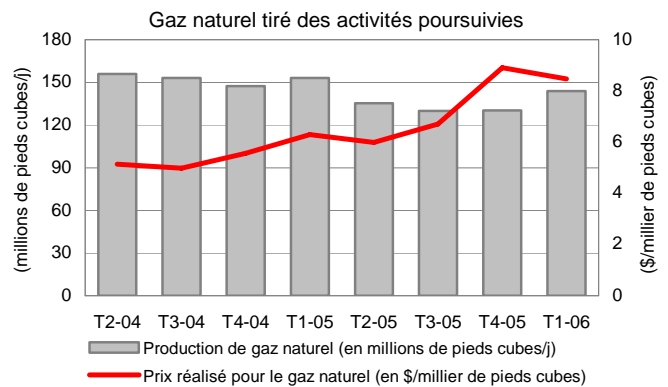
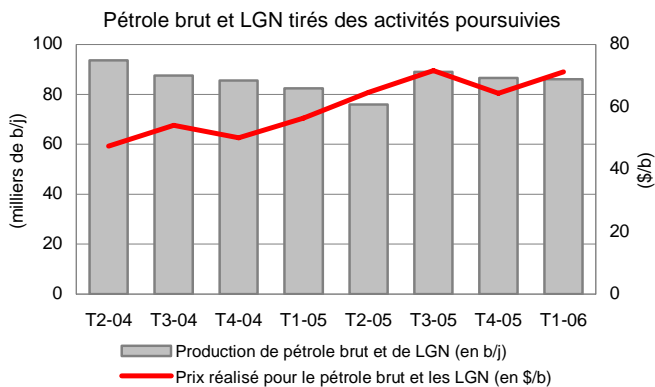
<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Trois mois terminés le</b>	
	<b>2006</b>	<b>2005</b>
		<b>31 mars</b>
<b>Perte nette liée aux activités poursuivies</b>	<b>(281)</b>	<b>(208)</b>
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	<b>(149)</b>	<b>(313)</b>
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) aux activités poursuivies</b>	<b>(132)</b>	<b>105</b>
Suppléments de primes d'assurance	–	(1)
Ajustements d'impôt	<b>(242)</b>	–
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>110</b>	<b>106</b>
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	<b>211</b>	<b>206</b>

La clôture de la vente des actifs non exploités parvenus à maturité en Syrie a eu lieu le 31 janvier 2006 et la stratégie dans le secteur du GNL a progressé avec la signature d'un accord couvrant la prochaine étape du projet d'usine de GNL de la mer Baltique en Russie.

Le secteur International a réalisé un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 110 millions \$ au premier trimestre de 2006, comparativement à 106 millions \$ au premier trimestre de 2005. L'incidence positive des prix réalisés accrus des marchandises et de la production légèrement supérieure a été contrebalancée en partie par les coûts d'exploitation, les frais d'exploration et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés. La hausse des frais d'exploration reflète les travaux sismiques réalisés à Trinité-et-Tobago au premier trimestre de 2006.

Au premier trimestre de 2006, la perte nette liée aux activités poursuivies du secteur International a été de 281 millions \$, comparativement à une perte nette de 208 millions \$ au premier trimestre de 2005. La perte nette liée aux activités poursuivies au premier trimestre de 2006 comprend une charge de 242 millions \$ liée à un ajustement de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni et une perte non réalisée de 149 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard. La perte nette liée aux activités poursuivies au 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 des suppléments de primes d'assurance.

**Production et prix – International**



	Premier trimestre 2006	Premier trimestre 2005
Production tirée des activités poursuivies (en bep/j)		
Nord-Ouest de l'Europe	47 800	47 300
Afrique du Nord/Proche-Orient	50 700	48 100
Nord de l'Amérique latine	11 000	12 500
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies (en \$/b)	71,28 \$	56,41 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	8,47 \$	6,30 \$

La production tirée des activités poursuivies du secteur International s'est chiffrée à 109 500 bep/j au premier trimestre de 2006, légèrement en hausse par rapport à 107 900 bep/j au premier trimestre de 2005. La production accrue provenant de la Libye a été contrebalancée partiellement par une production légèrement inférieure à Trinité-et-Tobago.

Les prix réalisés pour la production tirée des activités poursuivies du secteur International sont demeurés élevés, les prix réalisés pour le pétrole brut et les LGN au premier trimestre de 2006 affichant une hausse de 26 % par rapport à la même période de 2005. Les prix réalisés par le secteur International pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies ont aussi augmenté au premier trimestre de 2006 et affichent une hausse de 34 % par rapport aux prix réalisés un an plus tôt.

*Nord-Ouest de l'Europe*

La production au premier trimestre s'est chiffrée en moyenne à 47 800 bep/j, légèrement en hausse par rapport à 47 300 bep/j à la même période l'an dernier. La production provenant du secteur britannique de la mer du Nord s'est chiffrée en moyenne à 32 800 bep/j au premier trimestre de 2006, en hausse par rapport à 30 800 bep/j à la même période l'an dernier en raison de l'entrée en production du champ Pict au milieu de 2005. La production dans le secteur néerlandais de la mer du Nord s'est chiffrée en moyenne à 15 000 bep/j au premier trimestre de 2006, comparativement à 16 500 bep/j au premier trimestre de 2005, ce qui reflète l'épuisement naturel.

Les travaux de mise en valeur du champ Buzzard se sont poursuivis conformément au calendrier et au budget et la construction est achevée à plus de 90 %. La mise en production est prévue vers la fin de 2006 et on s'attend à une production de pointe estimative de 60 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada lorsque le champ aura atteint sa production maximale en 2007.

Aux Pays-Bas, la mise en valeur des champs De Ruyter et L5b-C se poursuit conformément au calendrier et au budget. Les deux projets devraient entrer en production vers la fin de 2006 et rapporter à Petro-Canada une production de pointe de 13 000 bep/j nets en 2007.

*Afrique du Nord et Proche-Orient*

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 50 700 bep/j au premier trimestre de 2006, légèrement en hausse par rapport à 48 100 bep/j au même trimestre de 2005.

Les activités d'exploration se poursuivent dans la région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient. En Syrie, le programme sismique dans le bloc II s'est achevé et deux puits d'exploration sont planifiés pour la fin de 2006 ou le début de 2007. En Tunisie, deux permis de prospection extracôtiers ont été signés en janvier, en partenariat avec Anadarko.



### Nord de l'Amérique latine

La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 66 millions de pi<sup>3</sup>/j au premier trimestre de 2006, en baisse par rapport à 75 millions de pi<sup>3</sup>/j au premier trimestre de 2005. La production plus faible s'explique par les approvisionnements réduits au train d'Atlantic LNG conformément au calendrier d'approvisionnement contractuel. Selon le calendrier d'approvisionnement, les volumes devraient augmenter à compter du milieu de 2006.

Le programme sismique au large de Trinité-et-Tobago a pris fin au premier trimestre dans le bloc 22 et était achevé à environ 60 % dans les blocs 1a et 1b. Des plans de forage sont en cours d'élaboration en attendant l'évaluation des données sismiques et l'obtention des approbations environnementales.

Au cours du premier trimestre de 2006, la production d'essai à La Ceiba a été interrompue provisoirement en attendant que le gouvernement du Venezuela approuve le plan de mise en valeur du champ.

### Régime fiscal du Royaume-Uni

En mars, le gouvernement du Royaume-Uni a pratiquement mis en vigueur une loi qui augmente le taux de l'impôt supplémentaire des sociétés applicable aux activités d'exploration et de production pétrolières et gazières, qui passe de 10 % à 20 % avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Cette modification se traduit par une augmentation du taux d'imposition marginal de Petro-Canada au Royaume-Uni, qui passe de 40 % à 50 %. Par conséquent, Petro-Canada a comptabilisé une charge d'impôts futurs de 242 millions \$ au premier trimestre de 2006.

### Autres projets

En mars, la Société a annoncé un accord en vertu duquel elle entreprendra les études techniques initiales en vue de la construction d'une usine de liquéfaction de gaz sur les rives de la mer Baltique près de Saint-Pétersbourg, en Russie. Les études techniques préliminaires fourniront des estimations des coûts et des calendriers à partir desquels la Société pourrait entreprendre les études techniques détaillées pour l'usine de liquéfaction.

### Activités abandonnées

Le 31 janvier 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente des actifs producteurs de la Société en Syrie à une coentreprise formée de sociétés appartenant à Oil and Natural Gas Corporation Limited de l'Inde et à China National Petroleum Corporation pour un produit net de 640 millions \$. La vente a donné lieu à un gain à la cession de 134 millions \$. Cette vente est conforme à la stratégie de Petro-Canada visant à accroître la proportion d'actifs à long terme et exploités au sein du portefeuille. Les activités de Petro-Canada en Syrie continuent d'être importantes pour la région productrice de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient, avec un programme d'exploration actif dans le bloc II et la recherche continue de nouvelles occasions.

Un mois de production a été comptabilisé au premier trimestre de 2006, car la clôture de la vente a eu lieu le 31 janvier. Les actifs ont produit en moyenne 22 000 bep/j au premier trimestre de 2006, en baisse par rapport à 74 000 bep/j à la même période en 2005.

Activités abandonnées (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Bénéfice net lié aux activités abandonnées</b>	<b>152 \$</b>	<b>8 \$</b>
Gain à la vente d'éléments d'actif	134	—
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées</b>	<b>18 \$</b>	<b>8 \$</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	17 \$	53 \$
Production (en bep/j)	22 000	74 000
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/b)	71,84 \$	54,45 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	7,94 \$	4,80 \$



**AVAL**

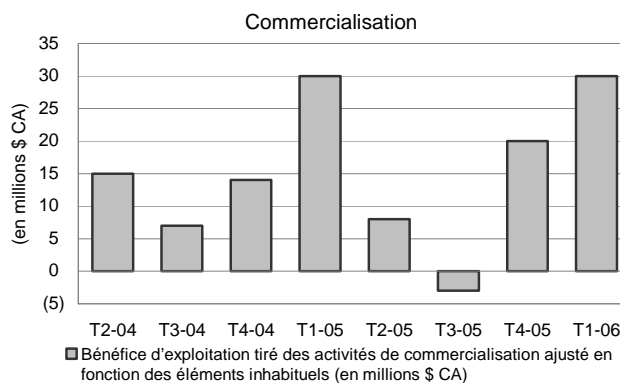
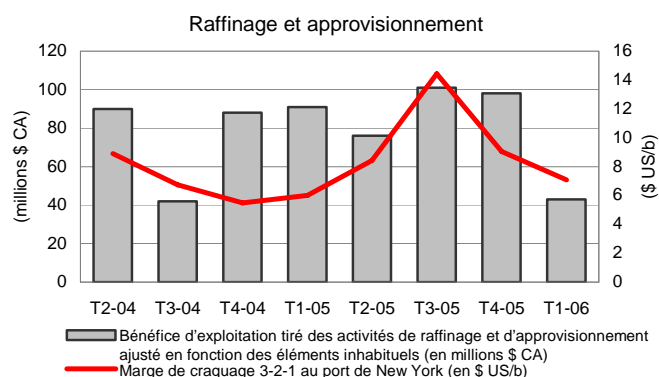
<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Bénéfice net</b>	<b>75 \$</b>	<b>113 \$</b>
Gain à la vente d'éléments d'actif	2	–
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>73 \$</b>	<b>113 \$</b>
Suppléments de primes d'assurance	–	(7)
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	–	(1)
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>73 \$</b>	<b>121 \$</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	<b>135 \$</b>	<b>137 \$</b>

Le bénéfice plus faible au premier trimestre reflète l'incidence d'un incendie à l'usine de lubrifiants de Mississauga et les marges de raffinage réalisées plus faibles.

Au premier trimestre de 2006, le secteur Aval a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 73 millions \$, en baisse par rapport à 121 millions \$ au même trimestre de 2005. Le recul du bénéfice d'exploitation reflète l'incidence de l'incendie à l'usine de lubrifiants (environ 26 millions \$ après impôts), les marges de raffinage réalisées plus faibles et les coûts d'exploitation plus élevés associés à la révision planifiée à la raffinerie d'Edmonton. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges de commercialisation plus élevées.

Le bénéfice net du secteur Aval a été de 75 millions \$, comparativement à 113 millions \$ au même trimestre de 2005. Le bénéfice net au premier trimestre de 2006 comprend un gain de 2 millions \$ à la vente d'éléments d'actif. Le bénéfice net au premier trimestre de 2005 comprenait une charge de 7 millions \$ liée à des suppléments de primes d'assurance et une charge de 1 million \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada.

**Bénéfice d'exploitation du secteur Aval ajusté en fonction des éléments inhabituels**



	Premier trimestre 2006	Premier trimestre 2005
Bénéfice d'exploitation lié aux activités de raffinage et d'approvisionnement ajusté en fonction des éléments inhabituels <i>(en millions de dollars)</i>	<b>43 \$</b>	91 \$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York <i>(en \$ US/b)</i>	<b>7,08 \$</b>	6,01 \$
Bénéfice d'exploitation lié aux activités de commercialisation ajusté en fonction des éléments inhabituels <i>(en millions de dollars)</i>	<b>30 \$</b>	30 \$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 7,08 \$ US/b au premier trimestre de 2006, en hausse par rapport à 6,01 \$ US/b au premier trimestre de 2005. L'écart de prix moyen entre le brut léger et le brut lourd au niveau international a été plus faible à 14,08 \$ US/b au premier trimestre de 2006, comparativement à 14,89 \$ US/b en 2005. Les marges de raffinage réalisées par Petro-Canada ont diminué par rapport aux points de repère de l'industrie au premier trimestre, en raison de marges déprimées sur les distillats en gros dans l'Ouest du Canada.

Au premier trimestre de 2006, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont été inférieures de 6 % à celles réalisées à la même période l'an dernier. Les volumes réduits sont surtout attribuables aux ventes de bitume et de mazout lourd plus faibles associées au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada, ainsi qu'aux ventes plus faibles de mazout de chauffage en raison des températures plus douces.

Le segment Raffinage et de l'approvisionnement a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 43 millions \$ au premier trimestre de 2006, comparativement à 91 millions \$ au même trimestre de 2005. Les résultats ont été touchés par l'incendie à l'usine de lubrifiants, les marges plus faibles sur les distillats et les produits chimiques, ainsi que les coûts d'exploitation plus élevés associés à la révision planifiée à la raffinerie d'Edmonton. Ces résultats ont été contrebalancés en partie par les marges de craquage plus favorables pour l'essence.

Le 7 janvier 2006, un incendie s'est produit à l'usine de lubrifiants de Mississauga. L'enquête de la Société a indiqué que le feu s'était déclaré durant une procédure de maintenance courante dans une section de fractionnement de l'usine. L'usine de lubrifiants a fonctionné à une capacité de 50 % à la suite de l'incendie. Les réparations ont été effectuées et la production de l'unité a été rétablie avec succès aux niveaux d'avant l'incident le 12 mars 2006.

Le segment Commercialisation a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 30 millions \$ au premier trimestre de 2006, inchangé par rapport au même trimestre de 2005. Les marges de vente au détail se sont améliorées au cours du trimestre, les coûts de gros ayant reculé et les prix des marchandises ayant diminué. Ces facteurs ont été contrebalancés par les volumes de gros moins importants, la diminution des revenus non pétroliers saisonniers liée aux conditions météorologiques plus clémentes et les coûts d'exploitation accrus attribuables aux coûts plus élevés des carburants.

#### *Activités de révision dans le secteur Aval*

La raffinerie d'Edmonton a entrepris une révision planifiée de 62 jours le 13 mars. La raffinerie de Montréal a entrepris sa révision planifiée de l'unité d'unifinage en mars 2006 et réalisera une révision planifiée de l'unité de platformage en juin 2006. En plus de la maintenance courante, ces révisions permettront d'effectuer le raccordement des nouvelles unités de désulfuration de carburant diesel répondant aux nouvelles exigences fédérales relatives au carburant diesel à très faible teneur en soufre, qui prendront effet le 1<sup>er</sup> juin 2006. Les révisions et les travaux relatifs aux nouvelles unités de désulfuration du carburant diesel continuent de se dérouler conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires. D'autres activités de révision sont prévues pour plus tard dans l'année.

L'usine de lubrifiants devrait entreprendre une révision planifiée partielle de 24 jours en mai 2006 en vue d'achever les raccordements nécessaires à la mise en service des installations agrandies de l'usine de Mississauga.

## SOCIÉTÉ

Services partagés (en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Perte nette</b>	<b>(89)</b>	<b>(48)</b>
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères	(1)	(4)
<b>Perte d'exploitation</b>	<b>(88)</b>	<b>(44)</b>
Rémunération à base d'actions	(42)	(12)
<b>Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>(46)</b>	<b>(32)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(74)	(42)

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 46 millions \$ au premier trimestre de 2006, comparativement à une perte de 32 millions \$ à la même période en 2005. La perte d'exploitation au premier trimestre de 2006 comprend une charge de 42 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, comparativement à une charge de 12 millions \$ au premier trimestre de 2005.

Les intérêts débiteurs ont été de 45 millions \$ avant impôts au premier trimestre de 2006, en hausse par rapport à 34 millions \$ au premier trimestre de 2005, surtout en raison des niveaux d'endettement accrus.

La perte nette des Services partagés au premier trimestre de 2006 a été de 89 millions \$, comparativement à 48 millions \$ au premier trimestre de 2005. La perte nette des Services partagés comprend des pertes à la conversion de devises étrangères liées à la dette à long terme.

Les flux de trésorerie ont subi l'incidence de deux éléments qui occasionnent typiquement des écarts entre le bénéfice et les flux de trésorerie. Les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société ont entraîné une diminution d'environ 15 millions \$ des flux de trésorerie au cours du trimestre, comparativement à une augmentation de 10 millions \$ à la même période l'an dernier. La méthode d'évaluation des stocks prescrite aux fins de l'impôt dans le secteur Aval a entraîné une diminution d'environ 15 millions \$ des flux de trésorerie au premier trimestre, comparativement à une diminution de 40 millions \$ au premier trimestre de 2005.

## LIQUIDITÉ ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies</b>	<b>857</b>	<b>\$ 801</b>
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	17	53
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>874</b>	<b>854</b>
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :		
Activités d'investissement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(123)	(892)
Activités de financement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(506)	229
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse	39	(272)
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	284	\$ (81)
<b>Espèces et quasi-espèces</b>	<b>1 073</b>	<b>\$ 89</b>

La stratégie de financement de Petro-Canada vise à assurer la discipline et la flexibilité financières nécessaires pour appuyer une croissance rentable quelle que soit la conjoncture. Deux mesures clés que Petro-Canada utilise pour évaluer la capacité financière globale de la Société sont le ratio dette/flux de trésorerie et le ratio dette/dette plus les capitaux propres. Le ratio dette/flux de trésorerie lié aux activités poursuivies de Petro-Canada, la principale mesure à court terme, était de 0,8 fois au 31 mars 2006, soit à l'intérieur de la fourchette cible de la Société qui est d'au plus 2,0 fois. Le ratio dette/dette plus les capitaux propres, la mesure à long terme de la structure du capital, se situait à 23,9 % au 31 mars 2006, légèrement au-dessous de la fourchette cible de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	31 mars 2006	31 décembre 2005	31 mars 2005
Ratio dette/flux de trésorerie <sup>(1)</sup> <i>(en nombre de fois)</i>	<b>0,8</b>	0,8	0,9
Ratio dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	<b>23,9</b>	23,5	25,1

(1) Lié aux activités poursuivies.

### Activités d'exploitation

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, le fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation en incluant les activités abandonnées était de 792 millions \$ à la fin du premier trimestre de 2006, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 656 millions \$ au 31 décembre 2005. L'augmentation du fonds de roulement déficitaire est surtout attribuable à une diminution des débiteurs contrebalancée en partie par une augmentation des stocks.

### Activités d'investissement

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration</b>		
<b>Amont</b>		
Gaz naturel nord-américain	213	\$ 249
Pétrole de la côte Est	53	59
Sables pétrolifères	119	150
International <sup>(1)</sup>	121	153
	<b>506</b>	<b>611</b>
<b>Aval</b>		
Raffinage et approvisionnement	237	227
Ventes et marketing	8	25
Lubrifiants	6	2
	<b>251</b>	<b>254</b>
<b>Services partagés</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
<b>Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration</b>	<b>758</b>	<b>865</b>
Charges reportées et autres éléments d'actif	9	14
<b>Total – activités poursuivies</b>	<b>767</b>	<b>879</b>
Activités abandonnées	1	14
<b>Total</b>	<b>768</b>	<b>\$ 893</b>

(1) Les dépenses du secteur International excluent les dépenses en immobilisations liées à la vente des actifs producteurs syriens.

## Activités de financement

À la fin du premier trimestre de 2006, les facilités de crédit consenties consortiales de la Société totalisaient 2 000 millions \$. La Société avait aussi des facilités de crédit à vue bilatérales de 400 millions \$. Un montant total de 1 388 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la couverture de positions à découvert au 31 mars 2006. Les facilités consortiales fournissent aussi les liquidités nécessaires au soutien du programme de papier commercial de Petro-Canada. Aucun papier commercial n'était en cours à la fin du premier trimestre de 2006.

Au 31 mars 2006, les titres d'emprunt non garantis à long terme de la Société étaient cotés Baa2 par Moody's Investor Services, BBB par Standard & Poor's et A (bas) par Dominion Bond Rating Service. Ces cotes de crédit attribuées à la dette à long terme de la Société sont demeurées inchangées par rapport à la fin de l'exercice 2005.

### *Offre publique de rachat d'actions (OPRA) dans le cours normal des activités*

Petro-Canada entend utiliser prioritairement l'encaisse pour financer le programme d'immobilisations et les occasions de croissance rentable et remettre de l'argent aux actionnaires par la voie de dividendes et d'un programme de rachat d'actions. Le programme d'OPRA actuel de Petro-Canada se poursuit jusqu'au 21 juin 2006 et permet à la Société d'acheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions.

Période	Actions rachetées <sup>(1)</sup>		Prix moyen		Coût total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Premier trimestre	8 786 800	1 889 800	54,14 \$	35,30 \$	476 millions \$	67 millions \$

(1) Le nombre tient compte du dividende en actions versé.

### *Passif éventuel et obligations contractuelles*

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2005 de la Société et les éléments de passif éventuel sont déclarés à la note 25 des états financiers consolidés annuels de 2005. Au cours du premier trimestre de 2006, les obligations contractuelles totales n'ont pas changé de façon significative par rapport au 31 décembre 2005.

### *Activités hors bilan*

La Société est partie à certains contrats de concessionnaires des ventes au détail qui se qualifient en tant qu'entités à détenteurs de droits variables, tel qu'il en est question à la note 26 des états financiers consolidés annuels de 2005. Ces entités ne sont pas consolidées, car Petro-Canada n'est pas le principal bénéficiaire et parce que l'exposition maximale de la Société au risque de pertes susceptibles de découler de ces contrats ne devrait pas être importante.

## 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, Petro-Canada a conclu une série de contrats dérivés liés à la vente future de pétrole brut sur la base des prix du pétrole brut Brent. En raison de l'augmentation des prix du pétrole et de la dévaluation du dollar canadien par rapport au quatrième trimestre de 2005, la perte non réalisée évaluée à la valeur de marché sur ces contrats associés à Buzzard a été de 149 millions \$ après impôts au premier trimestre de 2006, comparativement à une perte non réalisée de 313 millions \$ après impôts au premier trimestre de 2005.

Au 31 mars 2006, 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 2005. Les activités de gestion des risques de Petro-Canada sont menées conformément à des lignes directrices et à des principes établis par le Conseil d'administration. Les lecteurs devraient se reporter à la notice annuelle 2005 de Petro-Canada et à la section traitant de la gestion des risques du rapport de gestion annuel 2005.

## INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 31 mars 2006, le nombre total d'actions ordinaires en circulation de Petro-Canada était de 507,5 millions. En moyenne au premier trimestre de 2006, ce nombre était de 512,9 millions, comparativement à une moyenne de 520,1 actions en circulation pour le trimestre terminé le 31 mars 2005.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le mardi 25 avril 2006 à 9 h, heure de l'Est. Pour y participer, veuillez composer le 1 866 898-9626 ou le (416) 340-2216 à 8 h 55. Les médias sont invités à écouter la conférence en composant le 1 866 540-8136 ou le (416) 340-8010 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 téléphonique en composant le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (numéro de code 3180210). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada le 25 avril à 9 h, heure de l'Est, à <http://www.petro-canada.ca/fr/investor/9259.htm>. Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web environ une heure après la fin de celle-ci.

#### Avis juridique – renseignements de nature prospective

*Ce rapport trimestriel contient des renseignements de nature prospective. De tels énoncés 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. Les renseignements de nature prospective comprennent, sans s'y limiter, des références à la stratégie et aux objectifs de l'entreprise; aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures; aux plans de forage; aux activités de construction et de réparation; aux révisions de raffineries; 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 calendriers et aux résultats de développement des projets; 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 et des ressources; aux redevances payables; aux estimations de la production sur la durée de vie des champs; à la capacité d'exporter du gaz naturel; aux activités de financement et d'immobilisations (y compris le rachat d'actions de Petro-Canada dans le cadre du programme de rachat d'actions dans le cours normal des activités), au passif éventuel et aux questions environnementales. De par leur nature même, ces renseignements de nature prospective obligent Petro-Canada à faire des hypothèses qui pourraient ne pas se matérialiser ou qui pourraient être inexacts. Ces renseignements de nature prospective sont soumis 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 tels renseignements. Ces facteurs comprennent, sans s'y limiter : l'imprécision des estimations des volumes de réserves récupérables de pétrole, de gaz naturel et de liquides à partir de zones de ressources et d'autres sources non actuellement classées en tant que réserves; 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 au Canada et à l'étranger; les événements politiques internationaux; les taux de rendement prévus; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Petro-Canada. Plus précisément, la production peut être touchée par des facteurs tels que la réussite de l'exploration, le moment et la réussite du démarrage, la fiabilité des installations, les arrêts de production planifiés et non planifiés des usines à gaz, la réussite du redémarrage à la suite d'une révision, le rendement et les taux d'épuisement naturel des gisements, le traitement de l'eau et la production tirée des gisements houillers, et l'avancement des travaux de forage. Les dépenses en immobilisations peuvent être touchées par les pressions sur les coûts associées aux nouveaux projets d'immobilisations, notamment en ce qui concerne la main-d'œuvre et l'approvisionnement en matériel, la gestion de projet, les taux et la disponibilité des appareils de forage et les coûts des programmes sismiques. 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 Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.*

*Les lecteurs sont prévenus que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les renseignements de nature prospective n'est pas exhaustive. De plus, les renseignements de nature prospective contenus dans ce rapport trimestriel sont valables à la date de ce rapport et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada n'est soumise à aucune obligation de mettre à jour publiquement ou de réviser les renseignements de nature prospective contenus aux présentes en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou d'autres motifs. Les renseignements de nature prospective contenus dans ce rapport sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.*

**PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION**  
**31 mars 2006**

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
<b>Avant redevances</b>		
Production de pétrole brut et de LGN, nette ( <i>en milliers de b/j</i> )		
Pétrole de la côte Est	79,4	77,9
Sables pétrolifères	45,4	38,3
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	14,7	16,2
Nord-Ouest de l'Europe	34,8	34,3
Afrique du Nord/Proche-Orient <sup>(2)</sup>	50,7	48,1
	<b>225,0</b>	214,8
<hr/>		
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection ( <i>en millions de pi<sup>3</sup>/j</i> )		
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	635	702
Nord-Ouest de l'Europe	78	78
Nord de l'Amérique latine	66	75
	<b>779</b>	855
<hr/>		
Production totale <sup>(3)</sup> tirée des activités poursuivies ( <i>en milliers de bep/j</i> ), nette avant redevances	355	357
Activités abandonnées		
Production de pétrole brut et de LGN, nette ( <i>en milliers de b/j</i> )	20,6	68,9
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection ( <i>en millions de pi<sup>3</sup>/j</i> )	8	28
Production totale <sup>(3)</sup> tirée des activités abandonnées ( <i>en milliers de bep/j</i> ), nette avant redevances	22	74
Production totale <sup>(3)</sup> ( <i>en milliers de bep/j</i> ), nette avant redevances	<b>377</b>	431
<hr/>		
<b>Après redevances</b>		
Production de pétrole brut et de LGN, nette ( <i>en milliers de b/j</i> )		
Pétrole de la côte Est	71,1	74,5
Sables pétrolifères	42,8	37,9
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	11,3	11,9
Nord-Ouest de l'Europe	33,9	34,3
Afrique du Nord/Proche-Orient <sup>(2)</sup>	45,7	44,6
	<b>204,8</b>	203,2
<hr/>		
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection ( <i>en millions de pi<sup>3</sup>/j</i> )		
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	487	534
Nord-Ouest de l'Europe	78	78
Nord de l'Amérique latine	66	75
	<b>631</b>	687
<hr/>		
Production totale <sup>(3)</sup> tirée des activités poursuivies ( <i>en milliers de bep/j</i> ), nette après redevances	310	318
Activités abandonnées		
Production de pétrole brut et de LGN, nette ( <i>en milliers de b/j</i> )	5,4	22,6
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection ( <i>en millions de pi<sup>3</sup>/j</i> )	1	5
Production totale <sup>(3)</sup> tirée des activités abandonnées ( <i>en milliers de bep/j</i> ), nette après redevances	6	23
Production totale <sup>(3)</sup> ( <i>en milliers de bep/j</i> ), nette après redevances	<b>316</b>	341
<hr/>		
Ventes de produits pétroliers ( <i>en milliers de m<sup>3</sup>/j</i> )		
Essences	22,4	23,3
Distillats	21,1	21,3
Divers, dont les produits pétrochimiques	6,4	8,6
	<b>49,9</b>	53,2
<hr/>		
Pétrole brut traité par Petro-Canada ( <i>en milliers de m<sup>3</sup>/j</i> )	39,5	47,7
Utilisation moyenne des raffineries ( <i>en pourcentage</i> ) <sup>(4)</sup>	98	100
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies du secteur Aval après impôts ( <i>en cents/litre</i> ) <sup>(5)</sup>	1,6	2,4

(1) Le Gaz naturel nord-américain comprend l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

(2) Exclut la production liée aux actifs producteurs syriens parvenus à maturité, qui sont présentés en tant qu'activités abandonnées.

(3) Le gaz naturel est converti selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril de pétrole.

(4) Comprend la capacité de la raffinerie d'Oakville, ajustée au prorata de façon à refléter l'exploitation partielle de cette raffinerie avant sa fermeture permanente, qui a pris effet le 11 avril 2005.

(5) Avant l'amortissement additionnel et d'autres charges liées à la fermeture de la raffinerie d'Oakville.

**PRIX RÉALISÉS MOYENS**  
**31 mars 2006**

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
Pétrole brut et LGN ( <i>en \$/b</i> )		
Pétrole de la côte Est	69,21	55,08
Sables pétrolifères	42,69	37,03
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	62,15	53,15
Nord-Ouest de l'Europe	71,25	56,97
Afrique du Nord/Proche-Orient	71,29	56,01
Total – pétrole brut et LGN tirés des activités poursuivies	64,18	52,22
Activités abandonnées	71,84	54,45
Total – pétrole brut et LGN	64,82	52,76
Gaz naturel ( <i>en \$/millier de pi<sup>3</sup></i> )		
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	8,69	6,67
Nord-Ouest de l'Europe	10,24	7,46
Nord de l'Amérique latine	6,39	5,09
Total – gaz naturel tiré des activités poursuivies	8,65	6,60
Activités abandonnées	7,94	4,80
Total – gaz naturel	8,64	6,55

(1) Le Gaz naturel nord-américain comprend l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

**TAUX DE REDEVANCES EN VIGUEUR**  
**31 mars 2006**

<i>(en pourcentage du produit des ventes)</i>	Trois mois terminés 31 mars	
	2006	2005
Gaz naturel nord-américain	23 %	24 %
Pétrole de la côte Est	10 %	4 %
Sables pétrolifères	6 %	1 %
International		
Nord-Ouest de l'Europe	2 %	–
Afrique du Nord/Proche-Orient	10 %	7 %
Nord de l'Amérique latine	–	–
Total – activités poursuivies	13 %	11 %
Activités abandonnées	74 %	68 %
Total	16 %	21 %

**DONNÉES SUR LES ACTIONS**  
**31 mars 2006**

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ( <i>en millions</i> )	<b>512,9</b>	520,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation ( <i>en millions</i> )	<b>519,8</b>	526,8
Bénéfice net	<b>0,40</b>	0,23
– de base ( <i>en \$/action</i> )	<b>0,40</b>	0,22
– dilué ( <i>en \$/action</i> )		
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	<b>0,95</b>	0,88
– de base ( <i>en \$ action</i> )	<b>0,93</b>	0,87
– dilué ( <i>en \$/action</i> )		
Flux de trésorerie ( <i>en \$/action</i> )	<b>1,70</b>	1,64
Dividendes ( <i>en \$/action</i> )	<b>0,10</b>	0,08
<b>Bourse de Toronto :</b>		
Cours des actions <sup>(1)</sup>		
– haut	<b>58,59</b>	36,68
– bas	<b>48,00</b>	29,51
– clôture au 31 mars	<b>55,38</b>	35,13
Actions négociées ( <i>en millions</i> )	<b>140,3</b>	143,6
<b>Bourse de New York :</b>		
Cours des actions <sup>(2)</sup>		
– haut	<b>51,08</b>	30,40
– bas	<b>41,20</b>	24,15
– clôture au 31 mars	<b>47,59</b>	28,93
Actions négociées ( <i>en millions</i> )	<b>33,8</b>	19,3

(1) Le cours des actions est exprimé en dollars canadiens et représente le cours de clôture.

(2) Le cours des actions est exprimé en dollars américains et représente le cours de clôture.



**PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES****31 mars 2006***(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le	
	31 mars	
	2006	2005
<b>Bénéfice</b>		
Amont		
Gaz naturel nord-américain	139 \$	103 \$
Pétrole de la côte Est	229	169
Sables pétrolifères	(19)	(19)
International	(132)	105
Aval	73	113
Services partagés	(88)	(44)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	202 \$	427 \$
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères	(1)	(4)
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(149)	(313)
Gain à la vente d'éléments d'actif	2	-
Activités abandonnées	152	8
<b>Bénéfice net</b>	<b>206 \$</b>	<b>118 \$</b>
<b>Flux de trésorerie</b>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	886 \$	514 \$
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies et autres	(29)	287
<b>Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies</b>	<b>857 \$</b>	<b>801 \$</b>
<b>Capital investi moyen <sup>(1)</sup></b>		
Amont	7 955 \$	7 636 \$
Aval	3 685	3 036
Services partagés	234	417
<b>Total – Société</b>	<b>11 874 \$</b>	<b>11 089 \$</b>
<b>Rendement du capital investi <sup>(1)</sup> (en pourcentage)</b>		
Amont	21,6	14,3
Aval	10,2	11,2
Total – Société	16,8	13,1
<b>Rendement d'exploitation du capital investi <sup>(1)</sup> (en pourcentage)</b>		
Amont	24,7	21,0
Aval	9,7	11,1
Total – Société	18,0	17,1
<b>Rendement des capitaux propres <sup>(1)</sup> (en pourcentage)</b>	<b>21,0</b>	<b>16,3</b>
<b>Dette</b>	<b>2 909</b>	<b>2 911</b>
Espèces et quasi-espèces <sup>(1)</sup>	1 073	89
Ratio dette/flux de trésorerie <sup>(2)</sup> (en nombre de fois)	0,8	0,9
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)	23,9	25,1

(1) Inclut les activités abandonnées.

(2) Lié aux activités poursuivies.

**RÉSULTATS CONSOLIDÉS** (non vérifiés)  
**Pour la période terminée le 31 mars 2006**  
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois terminés le 31 mars			
	2006		2005	
				(note 3)
<b>Produits</b>				
Exploitation	4 415	\$	3 767	\$
Revenus de placement et autres produits (note 5)	(227)		(492)	
	<b>4 188</b>		<b>3 275</b>	
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	2 100		1 852	
Exploitation, commercialisation et administration	821		669	
Exploration	97		82	
Amortissement pour dépréciation et épuisement	335		302	
Perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	2		5	
Intérêts	45		34	
	<b>3 400</b>		<b>2 944</b>	
<b>Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts</b>	<b>788</b>		<b>331</b>	
<b>Impôt sur les bénéfices</b>				
Exigibles	532		405	
Futurs (note 6)	202		(184)	
	<b>734</b>		<b>221</b>	
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>54</b>		<b>110</b>	
<b>Bénéfice net lié aux activités abandonnées (note 3)</b>	<b>152</b>		<b>8</b>	
<b>Bénéfice net</b>	<b>206</b>	<b>\$</b>	<b>118</b>	<b>\$</b>
<b>Bénéfice par action lié aux activités poursuivies (notes 4 et 7)</b>				
De base	0,11	\$	0,21	\$
Dilué	0,10	\$	0,21	\$
<b>Bénéfice par action (notes 4 et 7)</b>				
De base	0,40	\$	0,23	\$
Dilué	0,40	\$	0,22	\$

**BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS** (non vérifiés)  
**Pour la période terminée le 31 mars 2006**  
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 31 mars			
	2006		2005	
Bénéfices non répartis au début de la période	7 018	\$	5 408	\$
Bénéfice net	206		118	
Dividendes sur les actions ordinaires	(50)		(39)	
<b>Bénéfices non répartis à la fin de la période</b>	<b>7 174</b>	<b>\$</b>	<b>5 487</b>	<b>\$</b>

Voir les notes complémentaires

**FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS** *(non vérifiés)*  
**Pour la période terminée le 31 mars 2006**  
*(en millions de dollars canadiens)*

**Trois mois terminés le 31 mars**

	<b>2006</b>		2005	
				<i>(note 3)</i>
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	<b>206</b>	<b>\$</b>	118	<b>\$</b>
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	<b>152</b>		8	
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	<b>54</b>		110	
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	<b>335</b>		302	
Impôts futurs	<b>202</b>		(184)	
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>13</b>		16	
Perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	<b>2</b>		5	
Gain à la cession d'éléments d'actif	<b>(2)</b>		-	
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard <i>(note 13)</i>	<b>219</b>		492	
Autre	<b>6</b>		10	
Frais d'exploration	<b>28</b>		50	
Produit de la vente de comptes débiteurs <i>(note 8)</i>	<b>-</b>		80	
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies	<b>29</b>		(367)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	<b>886</b>		514	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées <i>(note 3)</i>	<b>15</b>		49	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>901</b>		563	
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	<b>(759)</b>		(879)	
Produit de la vente d'éléments d'actif <i>(note 3)</i>	<b>645</b>		1	
Augmentation des charges reportées et des autres éléments d'actif	<b>(9)</b>		(14)	
Diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'investissement	<b>12</b>		19	
	<b>(111)</b>		(873)	
Activités de financement				
Augmentation des effets à payer à court terme	<b>-</b>		309	
Remboursement sur la dette à long terme	<b>(2)</b>		(1)	
Produit de l'émission d'actions ordinaires <i>(note 10)</i>	<b>22</b>		27	
Achat d'actions ordinaires <i>(note 10)</i>	<b>(476)</b>		(67)	
Dividendes sur les actions ordinaires	<b>(50)</b>		(39)	
	<b>(506)</b>		229	
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	<b>284</b>		(81)	
Espèces et quasi-espèces au début de la période	<b>789</b>		170	
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	<b>1 073</b>	<b>\$</b>	89	<b>\$</b>

Voir les notes complémentaires

**BILAN CONSOLIDÉ** (non vérifié)  
**Au 31 mars 2006**  
(en millions de dollars canadiens)

	<b>31 mars 2006</b>		<b>31 décembre 2005</b>	
				(note 3)
<b>Actif</b>				
Actif à court terme				
Espèces et quasi-espèces	<b>1 073</b>	\$	721	\$
Débiteurs (note 8)	<b>1 372</b>		1 617	
Stocks	<b>768</b>		596	
Actif des activités abandonnées (note 3)	<b>-</b>		237	
	<b>3 213</b>		3 171	
Immobilisations corporelles, montant net	<b>16 353</b>		15 921	
Écart d'acquisition	<b>754</b>		737	
Charges reportées et autres éléments d'actif	<b>415</b>		415	
Actif des activités abandonnées (note 3)	<b>-</b>		411	
	<b>20 735</b>	\$	20 655	\$
<b>Passif et capitaux propres</b>				
Passif à court terme				
Créiteurs et charges à payer	<b>2 881</b>	\$	2 854	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	<b>51</b>		82	
Passif des activités abandonnées (note 3)	<b>-</b>		102	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 9)	<b>7</b>		7	
	<b>2 939</b>		3 045	
Dette à long terme (note 9)	<b>2 902</b>		2 906	
Autres éléments de passif	<b>2 086</b>		1 888	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>941</b>		923	
Impôts futurs	<b>2 619</b>		2 405	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 10)	<b>1 364</b>		1 362	
Surplus d'apport (note 10)	<b>969</b>		1 422	
Bénéfices non répartis	<b>7 174</b>		7 018	
Écart de conversion de devises étrangères	<b>(259)</b>		(314)	
	<b>9 248</b>		9 488	
	<b>20 735</b>	\$	20 655	\$

Voir les notes complémentaires

**NOTES COMPLÉMENTAIRES** (non vérifiées)  
(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATION SECTORIELLE – ACTIVITÉS POURSUIVIES (note 3)  
Trois mois terminés le 31 mars

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés		Total consolidé	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Produits</b>	<i>(note 3)</i>													
Ventes aux clients	451	\$ 431	\$ 388	\$ 237	\$ 116	\$ 129	\$ 704	\$ 479	\$ 2 756	\$ 2 491	\$ -	\$ -	\$ 4 415	\$ 3 767
Revenus de placement et autres produits <sup>(1)</sup>	(1)	-	(4)	-	-	(1)	(223)	(481)	(3)	(7)	4	(3)	(227)	(492)
Ventes intersectorielles	95	73	122	118	155	110	-	-	4	4	-	-	-	-
<b>Produits sectoriels</b>	<b>545</b>	<b>504</b>	<b>506</b>	<b>355</b>	<b>271</b>	<b>238</b>	<b>481</b>	<b>(2)</b>	<b>2 757</b>	<b>2 488</b>	<b>4</b>	<b>(3)</b>	<b>4 188</b>	<b>3 275</b>
<b>Charges</b>														
Achats de pétrole brut et de produits	70	95	45	-	111	109	-	-	1 872	1 644	2	4	2 100	1 852
Opérations intersectorielles	2	4	2	-	11	15	-	-	361	286	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	105	92	47	44	135	95	90	84	354	327	90	27	821	669
Exploration	48	42	(1)	-	6	28	44	12	-	-	-	-	97	82
Amortissement pour dépréciation et épuisement	100	94	65	63	37	20	80	72	53	53	-	-	335	302
Perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	5	2	5
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45	34	45	34
	325	327	158	107	300	267	214	168	2 640	2 310	139	70	3 400	2 944
<b>Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts</b>	<b>220</b>	<b>177</b>	<b>348</b>	<b>248</b>	<b>(29)</b>	<b>(29)</b>	<b>267</b>	<b>(170)</b>	<b>117</b>	<b>178</b>	<b>(135)</b>	<b>(73)</b>	<b>788</b>	<b>331</b>
<b>Impôts sur les bénéfices</b>														
Exigibles	84	79	124	85	(15)	(29)	360	193	36	100	(57)	(23)	532	405
Futurs <sup>(2)</sup>	(3)	(5)	(5)	(6)	5	19	188	(155)	6	(35)	11	(2)	202	(184)
	81	74	119	79	(10)	(10)	548	38	42	65	(46)	(25)	734	221
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	<b>139</b>	<b>\$ 103</b>	<b>\$ 229</b>	<b>\$ 169</b>	<b>\$ (19)</b>	<b>\$ (19)</b>	<b>\$ (281)</b>	<b>\$ (208)</b>	<b>\$ 75</b>	<b>\$ 113</b>	<b>\$ (89)</b>	<b>\$ (48)</b>	<b>\$ 54</b>	<b>\$ 110</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration liés aux activités poursuivies</b> <sup>(3)</sup>	<b>213</b>	<b>\$ 249</b>	<b>\$ 53</b>	<b>\$ 59</b>	<b>\$ 119</b>	<b>\$ 150</b>	<b>\$ 121</b>	<b>\$ 153</b>	<b>\$ 251</b>	<b>\$ 254</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 758</b>	<b>\$ 865</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>241</b>	<b>\$ 235</b>	<b>\$ 346</b>	<b>\$ 227</b>	<b>\$ 53</b>	<b>\$ 37</b>	<b>\$ 303</b>	<b>\$ 131</b>	<b>\$ 15</b>	<b>\$ 11</b>	<b>\$ (72)</b>	<b>\$ (127)</b>	<b>\$ 886</b>	<b>\$ 514</b>
<b>Total de l'actif lié aux activités poursuivies</b>	<b>3 759</b>	<b>\$ 3 525</b>	<b>\$ 2 432</b>	<b>\$ 2 276</b>	<b>\$ 2 671</b>	<b>\$ 2 040</b>	<b>\$ 5 244</b>	<b>\$ 5 041</b>	<b>\$ 5 863</b>	<b>\$ 4 934</b>	<b>\$ 766</b>	<b>\$ 85</b>	<b>\$ 20 735</b>	<b>\$ 17 901</b>

(1) Les revenus de placement et autres produits pour le secteur International comprennent des pertes non réalisées sur les contrats dérivés associés à Buzzard de 219 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 (492 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005) (note 13).

(2) Les impôts futurs pour le secteur International comprennent une charge de 242 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 liée à une augmentation du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni.

(3) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 7 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 (8 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005).

**NOTES COMPLÉMENTAIRES** (non vérifiées)  
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

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 consolidés intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés inclus dans le rapport annuel 2005 de la Société. Les états financiers consolidés intermédiaires sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et suivent les conventions comptables résumées dans les notes complémentaires.

3. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 20 décembre 2005, la Société a conclu un accord en vue de vendre ses actifs producteurs en Syrie pour 484 millions d'euros avant ajustements. Par conséquent, les actifs producteurs en Syrie ont été classés comme étant destinés à la vente au 31 décembre 2005 et présentés en tant qu'activités abandonnées dans le secteur International.

Le 31 janvier 2006, la Société a procédé à la clôture de la vente de ces actifs pour un produit net de 640 millions \$ et comptabilisé un gain à la cession de 134 millions \$.

La comptabilisation des activités abandonnées se traduit par une réduction des soldes de l'état des résultats consolidés comme suit :

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
Produits	168 <sup>(1)</sup>	107
Charges		
Exploitation, commercialisation et administration	6	27
Amortissement pour dépréciation et épuisement	-	46
	6	73
Bénéfice lié aux activités abandonnées avant impôts	162	34
Impôts sur les bénéfices	10	26
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	152	8

Les éléments d'actif et de passif des activités abandonnées se présentent comme suit :

	31 décembre 2005	
Actif		
Actif à court terme <sup>(2)</sup>	237	\$
Immobilisations corporelles, montant net	300	
Écart d'acquisition	111	
Total de l'actif	648	\$
Passif		
Passif à court terme	102	\$
Actif net lié aux activités abandonnées	546	\$

<sup>(1)</sup> Les produits incluent le gain à la cession de 134 millions \$.

<sup>(2)</sup> L'actif à court terme comprend des espèces et quasi-espèces de 68 millions \$ au 31 décembre 2005.

**NOTES COMPLÉMENTAIRES** (non vérifiées)**4. DIVIDENDE EN ACTIONS**

En juillet 2005, la Société a effectué un fractionnement de ses actions à raison de deux pour une sous la forme d'un dividende en actions. Les actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 septembre 2005 ont reçu une action ordinaire additionnelle pour chaque action ordinaire qu'ils détenaient. Les données relatives aux actions ordinaires, aux options sur actions et aux unités d'action récompensant le rendement ont été retraitées de façon à refléter cette opération.

**5. REVENUS DE PLACEMENT ET AUTRES PRODUITS**

Les revenus de placement et autres produits comprennent des pertes nettes sur les contrats dérivés (note 13) de 224 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 (505 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005).

**6. IMPÔTS FUTURS**

La charge d'impôts futurs pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 comprend une charge de 242 millions \$ liée à l'augmentation pratiquement en vigueur du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni.

**7. BÉNÉFICE PAR ACTION**

Le tableau ci-dessous indique les nombres d'actions ordinaires utilisés pour le calcul du bénéfice par action :

(en millions)	Trois mois terminés le 31 mars	
	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	512,9	520,1
Effet de dilution des options sur actions	6,9	6,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	519,8	526,8

**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 augmenté le montant total maximal des comptes débiteurs pouvant être vendus en vertu du programme, qui est passé 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 \$ qui lui ont rapporté un produit net de 80 millions \$. Au 31 mars 2006, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ avaient été vendus en vertu du programme.

**9. DETTE À LONG TERME**

	Échéance	31 mars 2006	31 décembre 2005
<b>Obligations et effets</b>			
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	700 \$	700 \$
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	350	350
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	291	292
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	321	321
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	350	350
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	466	466
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	350	350
Contrats de location-acquisition	2007-2017	75	77
Prêts fiduciaires des concessionnaires des ventes au détail	2012-2014	6	7
		<b>2 909</b>	2 913
Tranche à court terme		(7)	(7)
		<b>2 902 \$</b>	2 906 \$

**NOTES COMPLÉMENTAIRES** (non vérifiées)**10. CAPITAUX PROPRES**

Les variations du nombre d'actions ordinaires et du surplus d'apport ont été les suivantes :

	Actions	Montant	Surplus d'apport	
Solde au 31 décembre 2005	515 138 904	1 362	\$	1 422 \$
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionnariat des employés	1 107 097	22		-
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(8 786 800)	(23)		(453)
Rémunération à base d'actions	-	3		-
<b>Solde au 31 mars 2006</b>	<b>507 459 201</b>	<b>1 364</b>	<b>\$</b>	<b>969 \$</b>

Le programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de Petro-Canada se prolonge jusqu'au 21 juin 2006 et donne le droit à la Société d'acheter jusqu'à 5 % des actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions. Au cours des trois mois terminés le 31 mars 2006, la Société a acheté 8 786 800 actions ordinaires à un coût de 476 millions \$ (1 889 800 actions ordinaires à un coût de 67 millions \$ au cours des trois mois terminés le 31 mars 2005). En vertu du programme actuel, la Société a acheté 13 506 800 actions ordinaires à un coût de 693 millions \$. L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées est comptabilisé comme une réduction du surplus d'apport.

**11. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS**

Les variations du nombre d'options sur actions et d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR) en cours ont été les suivantes :

	Options sur actions		UAR	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	Nombre	
Solde au 31 décembre 2005	18 361 617	24 \$	1 158 967	
Options octroyées	4 693 100	52	376 754	
Options levées	(1 107 097)	20	-	
Options annulées	(124 085)	35	(18 576)	
<b>Solde au 31 mars 2006</b>	<b>21 823 535</b>	<b>31 \$</b>	<b>1 517 145</b>	

La charge totale enregistrée pour tenir compte de la rémunération à base d'actions a été de 65 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 (18 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005).

Une charge de rémunération n'a pas été enregistrée 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 basée sur la juste valeur a servi à comptabiliser la charge de rémunération liée aux options octroyées en 2002.

	Trois mois terminés le 31 mars							
	2006		2005		2006		2005	
	Bénéfice net		Bénéfice par action (en dollars)					
		De base	Dilué	De base	Dilué			
Bénéfice net présenté	<b>206</b>	\$ 118	\$ <b>0,40</b>	\$ <b>0,40</b>	\$ 0,23	\$ 0,22	\$	
Ajustement pro forma	<b>1</b>	2	-	<b>0,01</b>	-	-		
<b>Bénéfice net pro forma</b>	<b>205</b>	\$ 116	\$ <b>0,40</b>	\$ <b>0,39</b>	\$ 0,23	\$ 0,22	\$	



**NOTES COMPLÉMENTAIRES** (non vérifiées)**12. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS**

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées et des 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 :

	<b>Trois mois terminés le 31 mars</b>	
	<b>2006</b>	<b>2005</b>
<b>Régimes de retraite :</b>		
<b>Régimes à prestations déterminées</b>		
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	<b>10</b>	8
Intérêts débiteurs	<b>21</b>	21
Rendement prévu de l'actif des régimes	<b>(25)</b>	(22)
Amortissement de l'actif transitoire	<b>(2)</b>	(1)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	<b>13</b>	9
	<b>17</b>	15
<b>Régime à cotisations déterminées</b>	<b>4</b>	4
	<b>21</b>	19
<b>Autres régimes d'avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite :</b>		
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	<b>1</b>	1
Intérêts débiteurs	<b>3</b>	3
Amortissement de l'obligation transitoire	<b>1</b>	1
	<b>5</b>	5

La Société prévoit verser des cotisations d'environ 100 millions \$ à ses régimes de retraite en 2006.

**13. INSTRUMENTS FINANCIERS ET DÉRIVÉS**

Les revenus de placement et autres produits comprennent les gains et les pertes non réalisés sur les 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. Ces contrats se sont soldés par une perte non réalisée de 219 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 (492 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005).

Les gains et les pertes non réalisés sur tous les contrats dérivés ont réduit les revenus de placement et autres produits de 219 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 (494 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2005). Au 31 mars 2006, les débiteurs, les créditeurs et charges à payer et les autres éléments de passif avaient augmenté de 6 millions \$, de 2 millions \$ et de 1 441 millions \$, respectivement, par suite des montants évalués à la valeur de marché non réalisés sur les contrats dérivés.