

2006

Rapport trimestriel



Pour publication immédiate
Le 27 juillet 2006

(also published in English)

**Des arrêts de Petro-Canada ont influé sur les résultats;
la production devrait croître au quatrième trimestre comme prévu**

Points saillants

- Une défaillance mécanique à Terra Nova a influé sur les résultats et contribué à une baisse des prévisions de production annuelles.
- Les projets d'amont continuent de progresser comme prévu pour permettre une croissance de la production d'ici la fin de l'exercice et au cours des trois prochaines années.
- Les projets relatifs au carburant diesel à très faible teneur en soufre et l'agrandissement de l'usine de lubrifiants ont été achevés.
- Le programme de rachat d'actions a été renouvelé et 7,1 millions d'actions ont été rachetées au cours du trimestre.

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 474 millions \$ (0,94 \$/action) pour le deuxième trimestre, comparativement à 501 millions \$ (0,96 \$/action) au deuxième trimestre de 2005. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies au deuxième trimestre de 2006 ont été de 754 millions \$ (1,49 \$/action), comparativement à 869 millions \$ (1,67 \$/action) au même trimestre de l'an dernier. Les flux de trésorerie n'incluent pas la variation du fonds de roulement hors caisse.

Le bénéfice net a été de 472 millions \$ (0,93 \$/action) au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 345 millions \$ (0,66 \$/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. Au deuxième trimestre de 2006, le bénéfice net comprend un recouvrement d'impôts futurs de 127 millions \$ par suite d'une diminution du taux d'imposition des sociétés au niveau tant fédéral que provincial au Canada, de même qu'une charge d'impôts exigibles de 70 millions \$ en raison de la promulgation par le gouvernement du Québec de mesures législatives fiscales rétroactives.

« Les niveaux élevés des prix du pétrole brut et des marges de raffinage ont contribué à de solides résultats financiers pour le trimestre », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. La mise hors service inattendue de Terra Nova a influé sur les résultats trimestriels et sur nos prévisions de production annuelles, mais nous prévoyons une forte croissance de la production d'amont d'ici la fin de l'exercice. Ce trimestre, nous avons aussi achevé nos révisions dans les raffineries et à l'usine de lubrifiants, de sorte que toutes nos installations d'aval fonctionnent de nouveau à pleine capacité. »

Résultats du deuxième trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)⁽¹⁾</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽²⁾	474 \$	524 \$	978 \$	992 \$
Bénéfice net	472	345	678	463
Flux de trésorerie	754 \$	934 \$	1 628 \$	1 788 \$
Résultats liés aux activités poursuivies⁽³⁾				
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽²⁾	474 \$	501 \$	960 \$	961 \$
– en \$/action	0,94	0,96	1,89	1,85
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	472	322	526	432
– en \$/action	0,93	0,62	1,03	0,83
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	754	869	1 611	1 670
– en \$/action	1,49	1,67	3,17	3,21
Dividendes – en \$/action	0,10	0,07	0,20	0,15
Programme de rachat d'actions	350	75	826	142
– en millions d'actions	7,1	2,0	15,9	3,9
Dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies	775 \$	1 093 \$	1 542 \$	1 972 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	505,3	519,4	508,8	519,7

(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 ainsi que les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard, ajustés en fonction des éléments inhabituels) est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation.

(3) 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.

Points saillants de l'exploitation

La production tirée des activités poursuivies au deuxième trimestre de 2006 s'est chiffrée en moyenne à 326 000 barils équivalent pétrole/jour (bep/j), en baisse par rapport à 349 000 bep/j au même trimestre de 2005. La production légèrement plus élevée du secteur International a été plus que contrebalancée par les volumes plus faibles des secteurs Pétrole de la côte Est, Gaz naturel nord-américain et Sables pétrolifères. La production du secteur Pétrole de la côte Est a diminué au deuxième trimestre de 2006 en raison de l'arrêt avancé de Terra Nova et de la production moindre à Hibernia, facteurs ayant été contrebalancés partiellement par l'ajout de la production de White Rose.

La Société met à jour ses prévisions annuelles en matière de dépenses en immobilisations, de frais d'exploration et de production au milieu de l'exercice. On prévoit maintenant que la production tirée des activités d'amont poursuivies pour l'exercice complet devrait être de l'ordre de 345 000 bep/j à 360 000 bep/j en 2006, en baisse par rapport aux prévisions de production de 365 000 bep/j à 390 000 bep/j fournies antérieurement. Les diminutions sont surtout imputables à une défaillance mécanique à Terra Nova de même qu'à des problèmes d'approvisionnement en électricité et à des retards des activités de forage en Libye.

« Bien que les prévisions de production annuelles soient plus basses que celles annoncées antérieurement, l'impact de nouveaux projets de croissance se fera sentir durant le quatrième trimestre, ce qui aura pour effet d'augmenter la production de fin d'exercice », a déclaré M. Brenneman.

Le programme de dépenses en immobilisations et de frais d'exploration lié aux activités poursuivies pour 2006 devrait atteindre 3 525 millions \$, légèrement en hausse par rapport à une indication antérieure de 3 385 millions \$. La hausse reflète des augmentations des coûts des projets et l'achat de terrains pour le projet Fort Hills.

Dans le secteur Aval, d'importants travaux de révision, surtout à la raffinerie d'Edmonton, ont influé sur le bénéfice d'exploitation au deuxième trimestre de 2006. À la suite de l'achèvement des projets relatifs au carburant diesel à très faible teneur en soufre aux raffineries d'Edmonton et de Montréal, les installations du secteur Aval ont pu reprendre la production à pleine capacité. En outre, les nouvelles installations qui augmenteront de 25 % la capacité de l'usine de lubrifiants ont été mises en service en juin.

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Amont – résultats consolidés ⁽¹⁾				
Production avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de barils/jour)	205,0	284,3	225,2	284,0
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	726	815	757	849
Production totale (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) ⁽²⁾	326	420	351	426
Prix réalisés moyens				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/baril)	73,18	59,97	68,67	56,31
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	6,30	7,16	7,54	6,85
Amont – activités poursuivies				
Production tirée des activités poursuivies avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de barils/jour)	205,0	217,2	215,0	216,0
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	726	789	753	822
Production totale (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) ⁽²⁾	326	349	340	353
Prix moyens réalisés – activités poursuivies				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/b)	73,18	59,95	68,52	56,02
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	6,30	7,16	7,54	6,89
Aval				
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes/jour)	51,5	51,6	50,7	52,4
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ⁽³⁾	80	87	89	94
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ⁽⁴⁾	2,9	1,7	2,3	2,0

(1) Comprend les activités abandonnées.

(2) 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.

(3) 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.

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

Perspectives

Mise à jour sur les activités

- Redémarrage prévu de Terra Nova d'ici le quatrième trimestre.
- Redémarrage de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude au troisième trimestre.
- Accélération continue du taux de production à White Rose.

Jalons stratégiques

- Mise en production de nouveaux champs en mer du Nord (De Ruyter, L5b-C et Buzzard) à la fin de 2006.
- Décision réglementaire au sujet du projet de regazéification de GNL à Gros-Cacouna d'ici la fin de l'exercice.
- Achèvement du rapport d'avant-projet pour Fort Hills d'ici la fin de l'exercice.
- Prise d'une décision d'investissement finale au sujet d'un nouveau coqueur à la raffinerie de Montréal au premier trimestre de 2007.

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. Nous créons de la valeur en exploitant de façon responsable les ressources énergétiques et en offrant des produits et des services pétroliers de calibre international. Nos actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole PCA et à la Bourse de New York sous le symbole PCZ.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

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

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

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

www.petro-canada.ca

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 27 juillet 2006, est présenté aux pages 5 à 30 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 et les six mois terminés le 30 juin 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 2005 de la Société datée du 14 mars 2006. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

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 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. La Société utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le 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 11 et 24, respectivement, de ce rapport de gestion.

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 », « anticiper », « prévoir », « croire », « viser », « avoir l'intention de », « s'attendre à », « estimer », « budgéter » ou d'autres expressions similaires suggérant des résultats futurs ou des énoncés au sujet d'une perspective. Les renseignements de nature prospective comprennent, sans s'y limiter, des références aux stratégies et aux objectifs de l'entreprise; aux perspectives (y compris les mises à jour sur les activités et les jalons stratégiques), aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures; aux futurs achats et ventes de ressources; aux activités de construction et de réparation; aux révisions de raffineries; aux marges de raffinage prévues; aux futurs niveaux de production de pétrole et de gaz naturel et aux sources de croissance de ceux-ci; aux calendriers et aux résultats de développement et d'agrandissement des projets; aux futures approbations réglementaires; aux futurs 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 et impôts payables; aux estimations de la production sur la durée de vie des champs; à la capacité d'exporter du gaz naturel; aux futures 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 (y compris l'exposition potentielle à des pertes liées à des accords de concessionnaires des ventes au détail) 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 inexactes.

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 modifications des taux d'impôts et de redevances; 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, le progrès de l'accélération des taux de production, 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, la réussite des thèmes de ressources non classiques, la manutention et la production de l'eau provenant des puits de méthane de houille et l'avancement et les résultats 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.

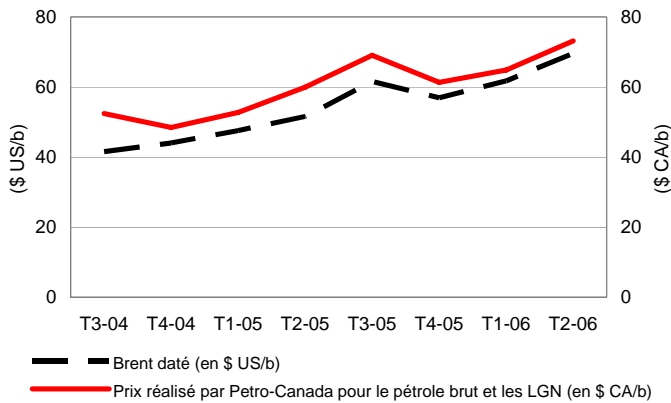
Les lecteurs sont prévenus que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les renseignements de nature prospective n'est pas exhaustive. De plus, les renseignements de nature prospective contenus dans ce rapport trimestriel sont valables à la date de ce rapport et, sauf exigence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

CONJONCTURE

Les prix du marché indiqués ci-dessous influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel (LGN), le gaz naturel et les produits pétroliers, tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 28.

AMONT

Pétrole brut

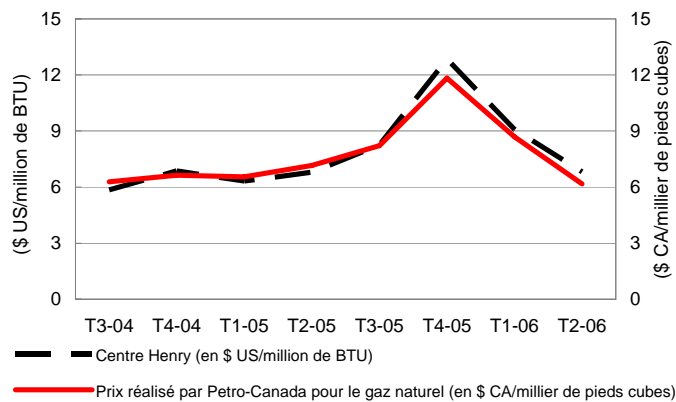


L'instabilité géopolitique, la conjoncture du marché et la croissance continue de la demande ont accru la volatilité des prix, les prix internationaux du pétrole brut ayant dépassé par moment la marque des 70 \$ US/baril (b). Le prix du Brent daté a été en moyenne de 69,62 \$ US/b au deuxième trimestre de 2006, en hausse de 35 % par rapport à 51,59 \$ US/b au deuxième trimestre de 2005. Au cours du deuxième trimestre de 2006, la valeur moyenne du dollar canadien a été de 0,89 \$ US, en hausse par rapport à 0,80 \$ US au deuxième 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 tirés des activités poursuivies ont augmenté de 22 %, le prix moyen étant passé de 59,95 \$/b au deuxième trimestre de 2005 à 73,18 \$/b au deuxième trimestre de 2006.

Au deuxième trimestre de 2006, l'écart entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a augmenté pour passer à 14,90 \$ US/b, comparativement à 11,60 \$ US/b au deuxième trimestre de 2005. Au Canada, l'écart entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a diminué considérablement pour atteindre 18,99 \$/b au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 26,20 \$/b au deuxième trimestre de 2005.

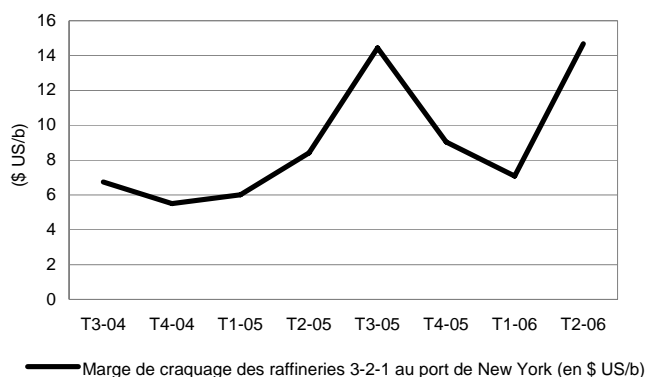
Gaz naturel



Les prix du gaz naturel nord-américain ont considérablement fléchi vers la fin du trimestre, en raison des niveaux élevés de gaz en stockage et de la demande plus faible attribuable aux conditions météorologiques inhabituelles pour la saison. Au deuxième trimestre de 2006, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 6,82 \$ US/million de BTU, presque inchangés par rapport à 6,80 \$ US/million de BTU au deuxième trimestre de 2005.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada dans son secteur du Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 6,17 \$/millier de pieds cubes (pi³) au deuxième trimestre de 2006, en baisse de 15 % par rapport à 7,29 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2005, ce qui reflète la tendance des prix du marché.

AVAL



Deux importants changements touchant les spécifications des produits raffinés ont soutenu les marges de raffinage à des niveaux accrus au deuxième trimestre de 2006. L'élimination de l'éther méthyltertiobutylique (MTBE) de l'essence aux États-Unis et une saison chargée pour les révisions dans les raffineries ont contribué à maintenir les marges de craquage pour l'essence à des niveaux assez robustes. De plus, les préoccupations au sujet de goulots d'étranglement potentiels le long du réseau de distribution en raison de l'introduction du carburant diesel à très faible teneur en soufre ont fait en sorte que les marges de craquage sur le mazout domestique sont demeurées à des niveaux élevés. Par conséquent, la marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 14,67 \$ US/b au deuxième trimestre de 2006, en hausse de 74 % par rapport à 8,42 \$ US/b au deuxième trimestre de 2005.

Les prix moyens du marché pour les périodes présentées ont été les suivants :

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Brent daté à Sullom Voe (en \$/b)	69,62	51,59	65,69	49,55
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/b)	70,70	53,17	67,09	51,51
Écart de prix FAB Brent daté-Maya (en \$ US/b)	14,90	11,60	14,49	13,24
Edmonton Light (en \$ CA/b)	78,70	66,42	74,10	64,14
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (en \$ CA/b)	18,99	26,20	24,14	24,90
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	6,82	6,80	7,95	6,56
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	6,54	7,69	8,10	7,33
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/b)	14,67	8,42	10,87	7,21
Taux de change (en cents US/\$ CA)	89,1	80,4	87,8	80,9
Prix réalisés moyens – activités poursuivies				
Pétrole brut et LGN (en \$/b)	73,18	59,95	68,52	56,02
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	6,30	7,16	7,54	6,89

Le tableau ci-dessous montre les incidences après impôts 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.

Facteur ^{(1), (2)}	Variation (+/-)	Incidence sur le bénéfice net annuel <i>(en millions de dollars)</i>	Incidence sur le bénéfice net annuel <i>(en \$/action) ⁽³⁾</i>
Amont			
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN ⁽⁴⁾	1,00 \$/b	43 \$	0,08 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi ³	32	0,06
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice net lié aux activités d'amont poursuivies ⁽⁵⁾	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 ³ /j	11	0,02
Contrats dérivés associés à Buzzard (non réalisés) ⁽⁶⁾	1,00 \$/b	(19)	(0,04)
Aval			
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
Société			
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains ⁽⁷⁾	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 de 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.

Les projets d'amont devraient permettre une croissance annuelle de la production tirée des activités poursuivies de l'ordre de 8 % à 11 % au cours de la période de 2005 à 2008. Maintenant que les projets réglementaires dans le secteur Aval sont achevés, Petro-Canada consacrera davantage ses investissements à des projets de croissance. La raffinerie d'Edmonton est en voie d'être convertie de façon à pouvoir utiliser une charge d'alimentation provenant de sables pétrolifères et une décision au sujet d'un investissement dans un nouveau cokéur pour la raffinerie de Montréal sera prise au début de 2007. De plus, la Société commence à élaborer la nouvelle phase de projets d'amont qui assureront la croissance de la production au-delà de 2008.

Priorités stratégiques	Progrès au cours du trimestre
<p>RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS À LONG TERME DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons temporairement mis en production les installations de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude en mai (la production devrait redémarrer au troisième trimestre); • la production de White Rose s'est accélérée jusqu'à 100 000 b/j (27 500 b/j nets) et s'est chiffrée en moyenne à 73 300 b/j (20 200 b/j nets) au cours du trimestre; • nous avons achevé l'agrandissement qui augmentera de 25 % la capacité de l'usine de lubrifiants; • l'audience réglementaire au sujet du projet de regazéification de GNL à Gros-Cacouna s'est achevée et nous prévoyons obtenir une décision réglementaire au quatrième trimestre; • nous avons continué d'augmenter la déshydratation des puits de méthane de houille dans les Rocheuses américaines, avec une production d'eau moyenne de 111 000 b/j au deuxième trimestre; • nous avons réalisé des levages et installations importants en mer aux plateformes Buzzard, De Ruyter et L5b-C en juin; et • nous avons acheté des concessions d'exploration d'une superficie d'environ 44 000 acres nettes, principalement dans le bassin Uinta, dans l'est du Utah.
<p>FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons entrepris une révision à Terra Nova en vue de satisfaire à des exigences réglementaires et d'améliorer la fiabilité.
<p>MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons terminé le trimestre avec un ratio dette/dette plus les capitaux propres de 22,8 % et un ratio dette/flux de trésorerie de 0,7 fois; • nous avons légèrement augmenté les prévisions de dépenses en immobilisations, tout en nous assurant que le programme est financé par les flux de trésorerie; • nous avons utilisé le reste du produit de la vente des actifs syriens pour racheter des actions; et • nous avons renouvelé notre programme de rachat d'actions et racheté 7,1 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 49,32 \$/action, pour un coût total de 350 millions \$.
<p>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons achevé les projets dans nos raffineries pour produire du carburant diesel à très faible teneur en soufre à combustion plus propre; • nous avons plaidé coupable à une accusation de rejet inapproprié de pétrole à partir de la plateforme Terra Nova en 2004, consacrant une portion de 220 000 \$ de l'amende totale de 290 000 \$ à des travaux environnementaux; • les niveaux d'émissions de gaz à effet de serre totaux en 2005 ont diminué de 3 % comparativement à 2004, surtout en raison de la fermeture de la raffinerie d'Oakville; et • nous avons publié nos priorités et progrès en matière de responsabilité d'entreprise dans le Rapport à la collectivité 2005-2006 disponible sur le site Web de la Société le 28 juillet 2006.

JALONS STRATÉGIQUES3^e trimestre 2006

- redémarrage des installations de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude; et
- achèvement de la révision à Terra Nova.

4^e trimestre 2006

- entrée en service de nouveaux champs en mer du Nord (De Ruyter, L5b-C et Buzzard);
- obtention de la décision réglementaire au sujet du projet de regazéification de GNL à Gros-Cacouna;
- dépôt de la demande réglementaire pour l'usine de valorisation de Sturgeon County; et
- achèvement du rapport d'avant-projet et des estimations de coûts préliminaires pour Fort Hills.

1^{er} trimestre 2007

- accélération de la production de Buzzard;
- atteinte de la production plateau à MacKay River; et
- décision d'investissement finale au sujet d'un nouveau cokeur éventuel à la raffinerie de Montréal.

ANALYSE DU BÉNÉFICE ET DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Analyse du bénéfice

Au 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.

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action) ⁽¹⁾</i>	Trois mois terminés le 30 juin				Six mois terminé le 30 juin			
	2006	<i>(en \$/ action)</i>	2005	<i>(en \$/ action)</i>	2006	<i>(en \$/ action)</i>	2005	<i>(en \$/ action)</i>
Bénéfice net	472	\$ 0,93	\$ 345	\$ 0,66	678	\$ 1,33	\$ 463	\$ 0,89
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	–		23		152		31	
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	472	\$ 0,93	\$ 322	\$ 0,62	526	\$ 1,03	\$ 432	\$ 0,83
Gain à la conversion de devises étrangères ⁽²⁾	61		8		60		4	
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard ⁽³⁾	(137)		(171)		(286)		(484)	
Gain à la vente d'éléments d'actif	16		9		18		9	
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	532		476		734		903	
Rémunération à base d'actions	1		(10)		(41)		(22)	
Suppléments de primes d'assurance ⁽⁴⁾	–		(15)		–		(35)	
Ajustements d'impôt	57		–		(185)		–	
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	–		–		–		(1)	
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	474	\$ 0,94	\$ 501	\$ 0,96	960	\$ 1,89	\$ 961	\$ 1,85
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	–		23		18		31	
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	474	\$ 0,94	\$ 524	\$ 1,01	978	\$ 1,92	\$ 992	\$ 1,91

(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 ni 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.

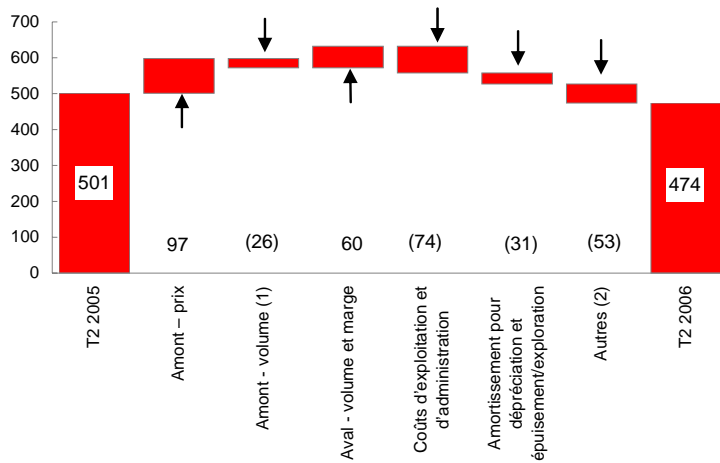
(4) Les suppléments de primes d'assurance comprennent des charges à payer et des suppléments au titre des polices d'Oil Insurance Ltd. (OIL) et de sEnergy Insurance Ltd. (sEnergy). OIL est une mutuelle d'assurance qui assure les dommages matériels dans le secteur de l'énergie. sEnergy est une mutuelle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

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies pour le deuxième trimestre de 2006 comprend un recouvrement d'impôts de 57 millions \$ et un recouvrement de 1 million \$ lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions. Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies au deuxième trimestre de 2005 comprenait deux éléments inhabituels, à savoir une charge de 15 millions \$ liée à des suppléments de primes d'assurance et une charge de 10 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 2^e TRIMESTRE 2006 COMPARATIVEMENT AU 2^e TRIMESTRE 2005

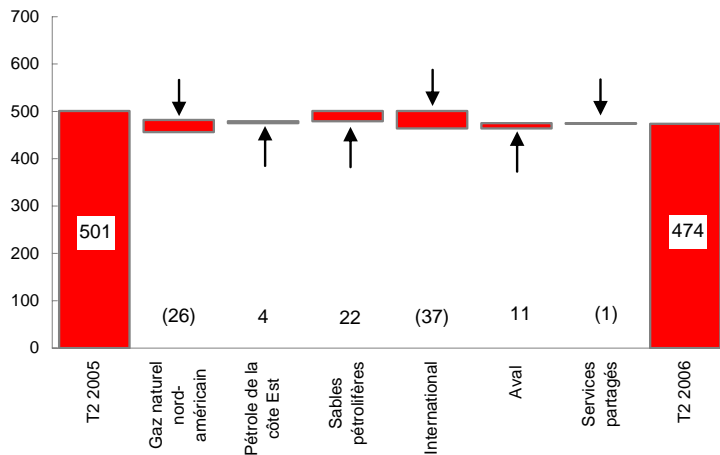
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a diminué pour atteindre 474 millions \$ (0,94 \$/action) au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 501 millions \$ (0,96 \$/action) au deuxième trimestre de 2005. Cette diminution reflète les prix réalisés accrus pour les marchandises d'amont et les marges de raffinage plus élevées, facteurs ayant été plus qu'annulés par les coûts d'exploitation, les frais d'exploration et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés et les volumes d'amont plus faibles.

- (1) Le facteur Amont - volume comprend la portion de l'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- (2) Le facteur 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 canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels sur une base sectorielle a diminué de 5 % pour atteindre 474 millions \$ au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 501 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. La diminution du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels au deuxième trimestre reflète le bénéfice d'exploitation accru des secteurs Sables pétroliers, Aval et Pétrole de la côte Est, plus qu'annulé par le bénéfice d'exploitation plus faible des secteurs International et Gaz naturel nord-américain et les coûts légèrement plus élevés des Services partagés.

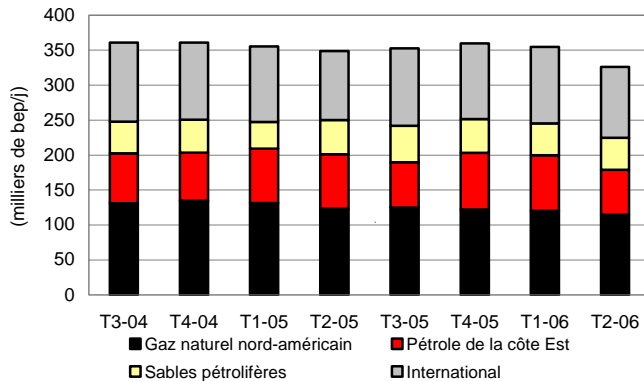
Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2006 a été de 472 millions \$ (0,93 \$/action), comparativement à 345 millions \$ (0,66 \$/action) à la même période de 2005. Le bénéfice net comprend le bénéfice net lié aux activités abandonnées, les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères, les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard et les gains ou les pertes à la vente d'éléments d'actif. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2006 a été plus élevé qu'au deuxième trimestre de 2005 en raison d'un recouvrement d'impôts futurs de 127 millions \$ par suite de baisses des taux d'imposition des sociétés au niveau tant fédéral que provincial, de gains à la conversion de devises étrangères plus élevés et d'une perte non réalisée moins importante sur la couverture associée à Buzzard. Ces facteurs ont été contrebalancés par une charge d'impôts exigibles de l'exercice de 70 millions \$ liée à la promulgation par le gouvernement du Québec de mesures législatives fiscales rétroactives.

Au deuxième trimestre de 2006, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont été de 754 millions \$ (1,49 \$/action), en baisse par rapport à 869 millions \$ (1,67 \$/action) au même trimestre de 2005. La diminution des flux de trésorerie reflète le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies, ajusté en fonction des éléments inhabituels, plus faible et la pleine incidence de l'ajustement de 70 millions \$ des impôts exigibles par suite des mesures législatives fiscales rétroactives du gouvernement du Québec.

AMONT

Production tirée des activités poursuivies

Petro-Canada convertit les volumes de gaz naturel en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pi³ de gaz naturel pour un baril de pétrole. Les volumes de production communiqués font référence à la participation directe nette avant redevances, à moins d'indication contraire.



La production tirée des activités poursuivies au deuxième trimestre de 2006 s'est chiffrée en moyenne à 326 000 bep/j, comparativement à 349 000 bep/j au deuxième trimestre de 2005. La production légèrement plus élevée du secteur International a été plus qu'annulée par les volumes plus faibles dans les secteurs Pétrole de la côte Est, Gaz naturel nord-américain et Sables pétrolifères. La production du secteur Pétrole de la côte Est a diminué au deuxième trimestre de 2006, en raison de l'arrêt avancé de Terra Nova et de la production moindre à Hibernia, compensés en partie par l'ajout de la production de White Rose.

Perspectives relatives à la production consolidée en 2006

La production d'amont tirée des activités poursuivies devrait être de l'ordre de 345 000 bep/j à 360 000 bep/j en 2006, en baisse par rapport aux prévisions de production de 365 000 bep/j à 390 000 bep/j fournies le 15 décembre 2005 et le 26 janvier 2006. La diminution s'explique principalement par une défaillance mécanique à Terra Nova et des difficultés d'approvisionnement en électricité et des retards dans les travaux de forage en Libye. Les autres facteurs comprennent des difficultés opérationnelles à Syncrude, le report de la date de mise en service du troisième emplacement de puits à MacKay River, des incidences sur le programme de forage à Hibernia et des retards touchant la déshydratation des puits de méthane de houille dans les Rocheuses américaines.

La Société continue de prévoir une croissance annuelle moyenne de la production tirée des activités poursuivies de l'ordre de 8 % à 11 % par année au cours de la période de 2005 à 2008. L'accélération de la production provenant de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude, de MacKay River et de White Rose, de même que les volumes additionnels provenant des projets en mer du Nord (De Ruyter, L5b-C et Buzzard) devraient accroître la production à compter du quatrième trimestre de 2006. Les facteurs qui pourraient toucher la production d'ici la fin de 2006 comprennent les résultats de forage, la fiabilité des installations, le démarrage des projets en mer du Nord, l'accélération de la production aux projets existants et la réalisation réussie de la révision à Terra Nova.

<i>(en milliers de bep/j)</i>	Prévisions pour 2006 (+/-) au 27 juillet 2006	Prévisions pour 2006 (+/-) au 15 décembre 2005 ⁽²⁾
Gaz naturel nord-américain		
– Gaz naturel	104	106
– Liquides	14	14
Pétrole de la côte Est	77	94
Sables pétrolifères		
– Syncrude	31	34
– MacKay River	22	25
International		
– Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽¹⁾	50	55
– Nord-Ouest de l'Europe	42	43
– Nord de l'Amérique latine	10	12
Total – activités poursuivies	345 – 360	365 – 390

(1) La production de la région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient exclut la production associée aux actifs syriens parvenus à maturité, qui ont été vendus le 31 janvier 2006.

(2) Les perspectives de production de 2006 ont été modifiées dans le rapport du quatrième trimestre 2005 publié le 26 janvier 2006, de façon à présenter les activités abandonnées de façon distincte.

Gaz naturel nord-américain

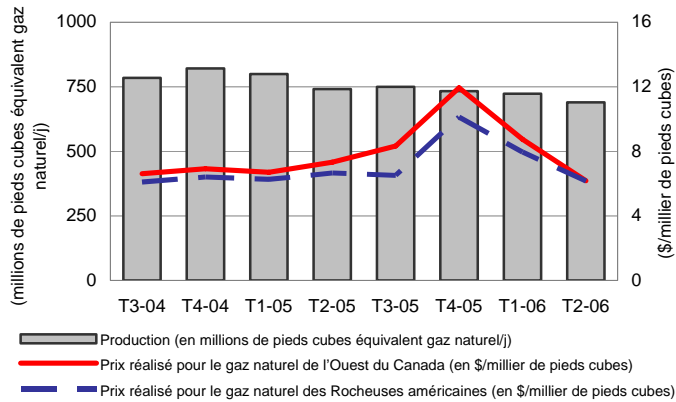
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net et bénéfice d'exploitation	97	\$ 117	\$ 236	\$ 220
Suppléments de primes d'assurance	–	–	–	(1)
Ajustements d'impôt	6	–	6	–
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	91	\$ 117	\$ 230	\$ 221
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	174	\$ 239	\$ 438	\$ 467

Bien que les prix et les volumes plus faibles du gaz naturel aient influé sur les résultats du trimestre, le secteur a poursuivi sa transition stratégique vers la production non classique en faisant l'acquisition de propriétés dans les Rocheuses américaines et en forant des puits de gaz de réservoir étanche dans l'Ouest du Canada.

Au deuxième trimestre de 2006, le secteur Gaz naturel nord-américain a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 91 millions \$, comparativement à 117 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. La diminution du bénéfice d'exploitation s'explique par une diminution des prix réalisés et des volumes, combinée à des coûts d'exploitation et à un amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés. Les coûts d'exploitation accrus reflètent les pressions sur les coûts à l'échelle de l'industrie.

Le bénéfice net du secteur Gaz naturel nord-américain a été de 97 millions \$, en baisse de 17 % par rapport à 117 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2006 comprend un recouvrement d'impôts futurs de 6 millions \$.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



La production du secteur Gaz naturel nord-américain au deuxième trimestre de 2006 affiche une diminution de 7 % par rapport à la même période de 2005. La production plus faible reflète l'épuisement prévu, des activités de maintenance non planifiées à des installations de traitement exploitées par des partenaires dans l'Ouest du Canada et des retards dans la production dans les Rocheuses américaines.

Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines au deuxième trimestre de 2006 sont en baisse de 16 % et de 8 %, respectivement, par rapport au même trimestre de 2005 en raison des tendances des prix du marché.

	Deuxième trimestre 2006	Deuxième trimestre 2005
Production (en millions de pi ³ équivalent gaz naturel/j)		
Ouest du Canada	638	691
Rocheuses américaines	52	50
Production totale – Gaz naturel nord-américain	690	741
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi ³)	6,17 \$	7,33 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi ³)	6,15 \$	6,66 \$

Maintenant que les permis de traitement d'eau ont été obtenus, la déshydratation des filons de houille continue de s'accélérer dans les Rocheuses américaines et la production d'eau s'est chiffrée en moyenne à 111 000 b/j au deuxième trimestre de 2006, comparativement à une production d'eau de 82 000 b/j au premier trimestre de 2006. La percée du gaz naturel d'ici le quatrième trimestre de 2006 permettrait à la Société de doubler sa production dans les Rocheuses américaines d'ici la fin de 2007.

Dans l'Ouest du Canada, la Société a entrepris son programme planifié de forage de puits de gaz de réservoir étanche peu profond dans la région de Medicine Hat et prévoit forer plus de 400 puits en 2006 et environ 500 puits en 2007. Dans la partie sud des avant-monts de l'Alberta, la Société a rempli les conditions exigées pour l'acquisition d'une participation directe de 60 % dans le champ de gaz naturel Sullivan. La Société a l'intention de déposer une demande réglementaire au quatrième trimestre de 2006 en vue de réaliser un programme de développement multipuits dans ce champ.

Autres activités

Poussant plus loin le passage stratégique à une production non classique accrue au cours du premier semestre de 2006, la Société a acquis des périmètres d'exploration d'une superficie d'environ 44 000 acres en vue de la mise en valeur future de gaz de réservoir étanche, principalement dans le bassin Uinta, dans l'est du Utah. Le forage dans ces périmètres devrait débuter au troisième trimestre de 2006.

Au deuxième trimestre, Petro-Canada a amorcé un processus en vue de vendre sa participation directe de 31 % dans l'usine Brazeau, sa participation directe de 10 % dans l'usine West Pembina et des réserves prouvées d'environ 11 milliards de pi³ équivalent gaz naturel d'ici la fin de 2006. La vente de ces actifs parvenus à maturité est conforme à la stratégie de Petro-Canada visant à accroître la proportion d'actifs à long terme exploités au sein du portefeuille.

Une audience publique au sujet du terminal de regazéification de GNL proposé à Gros-Cacouna, au Québec, a eu lieu au cours du deuxième trimestre. La Société s'attend à obtenir une décision réglementaire au quatrième trimestre de 2006.

Pétrole de la côte Est

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net et bénéfice d'exploitation ⁽¹⁾	254 \$	208 \$	483 \$	377 \$
Suppléments de primes d'assurance	-	(5)	-	(14)
Ajustements d'impôt	37	-	37	-
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	217 \$	213 \$	446 \$	391 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	266 \$	293 \$	558 \$	520 \$

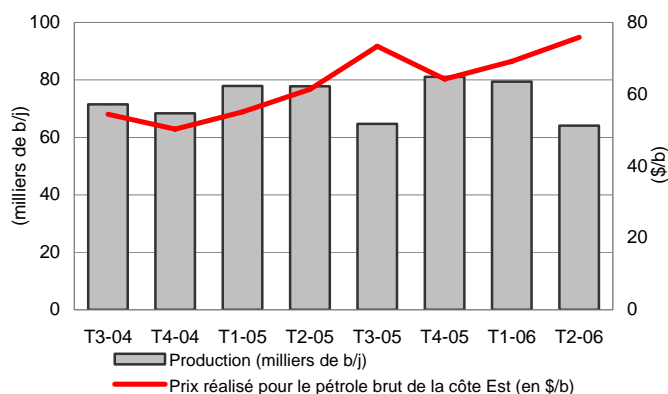
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut dans le secteur Pétrole de la côte Est ont augmenté le bénéfice net de 13 millions \$ avant impôts (9 millions \$ après impôts) et de 25 millions \$ avant impôts (16 millions \$ après impôts) pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006, respectivement. (Le même facteur a diminué le bénéfice net de 4 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) et de 21 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement).

Les effets sur le bénéfice des prix réalisés élevés et de l'ajout des volumes de White Rose ont été contrebalancés par l'incidence de l'arrêt devancé de Terra Nova. L'arrêt planifié de Terra Nova a été devancé en raison d'une défaillance mécanique.

Au deuxième trimestre de 2006, le secteur Pétrole de la côte Est a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 217 millions \$, en hausse de 2 % par rapport à 213 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. Les prix réalisés plus élevés ont été contrebalancés par des volumes plus faibles et des coûts d'exploitation plus élevés. Les coûts d'exploitation accrus sont surtout attribuables aux coûts additionnels liés au démarrage de White Rose et aux coûts préliminaires pour la révision de Terra Nova.

Le bénéfice net du secteur Pétrole de la côte Est a été de 254 millions \$ au deuxième trimestre de 2006, en hausse par rapport à 208 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2006 comprend un recouvrement d'impôts futurs de 37 millions \$. Au deuxième trimestre de 2005, le bénéfice net comprenait une charge de 5 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance.

Production et prix – Pétrole de la côte Est



La production du secteur Pétrole de la côte Est au deuxième trimestre de 2006 affiche une diminution de 18 % par rapport à la même période de 2005. La production plus faible reflète l'arrêt devancé de Terra Nova et la production moindre à Hibernia en raison d'un rendement moins élevé que prévu des puits de développement récemment forés. Cette situation a été compensée par l'ajout de la production de White Rose. Au début de mai, l'installation Terra Nova a été arrêtée en raison d'une défaillance mécanique de la boîte d'engrenages reliée au deuxième des deux principaux générateurs d'électricité.

Les prix réalisés par le secteur Pétrole de la côte Est au deuxième trimestre de 2006 sont en hausse de 24 % par rapport au deuxième trimestre de 2005.

	Deuxième trimestre 2006	Deuxième trimestre 2005
Production <i>(en b/j)</i>		
Terra Nova	7 000	38 100
Hibernia	36 900	39 700
White Rose	20 200	-
Total – Pétrole de la côte Est	64 100	77 800
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut <i>(en \$/b)</i>	75,85 \$	61,41 \$

Révisions planifiées

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) de Terra Nova se trouve actuellement en cale sèche aux Pays-Bas pour des inspections réglementaires et des améliorations de fiabilité. Les travaux portant sur la fiabilité comprennent une augmentation de 50 % de la capacité des quartiers d'habitation à bord du navire en vue d'appuyer une maintenance systématique accrue, la réparation des boîtes d'engrenages des deux générateurs d'électricité et des améliorations du système de compression de gaz. Le NPSD devrait reprendre la production d'ici le quatrième trimestre de 2006 et la quote-part du coût de la révision assumée par Petro-Canada devrait s'élever à environ 65 millions \$.

La production du NPSD du champ White Rose, le Sea Rose, continue d'augmenter graduellement jusqu'à son taux maximal. Au troisième trimestre de 2006, le Sea Rose doit faire l'objet d'une révision de maintenance planifiée de sept à dix jours.

Redevances sur la côte Est

Au deuxième trimestre de 2006, les redevances sur la côte Est ont été en moyenne de 7 %, en hausse de 5 % par rapport au deuxième trimestre de 2005. Le projet Terra Nova a atteint le seuil de rentabilité de niveau un au quatrième trimestre de 2005. Par conséquent, les taux de redevance effectifs pour Terra Nova sont passés de 5 % à 32 % des produits d'exploitation bruts au deuxième trimestre de 2006. Au deuxième trimestre de 2006, la production de White Rose et d'Hibernia a continué d'être assujettie à une redevance de base correspondant à 1 % et à 5 % des produits d'exploitation bruts du champ, respectivement.

Autres activités

Au deuxième trimestre de 2006, le puits de délimitation White Rose 0-28 a été foré dans la section ouest du champ. Ce puits a révélé une colonne de pétrole de 280 mètres dans un réservoir à multicouche, à l'intérieur de la formation Ben Nevis Avalon. Nous sommes en train de recueillir et d'évaluer de l'information additionnelle pour déterminer l'importance des réserves additionnelles que cette formation pourrait contenir.

Sables pétrolifères

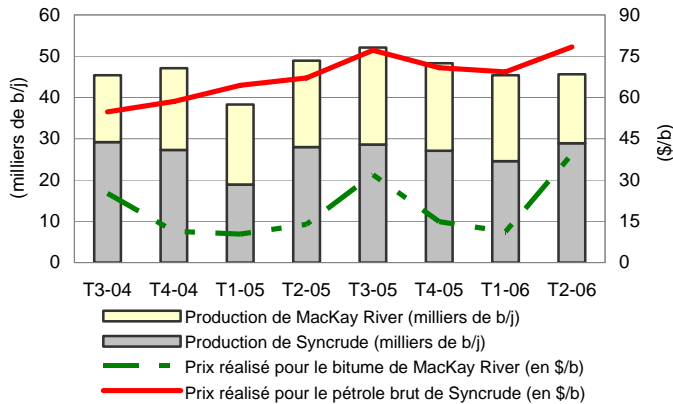
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net et bénéfice d'exploitation	101	34	82	15
Suppléments de primes d'assurance	-	(1)	-	(3)
Ajustements d'impôt	44	-	44	-
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	57	35	38	18
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	108	79	137	124

Au cours du deuxième trimestre, le bénéfice d'exploitation des Sables pétrolifères a subi l'incidence positive des prix accrus du pétrole brut léger et des écarts de prix moins importants entre les bruts légers et les bruts lourds. Les installations de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude ont été alimentées pour la première fois en bitume au cours du trimestre, mais la production a dû être interrompue temporairement en raison d'émissions odorantes.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 57 millions \$ au deuxième trimestre de 2006, en hausse par rapport à 35 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. Les prix réalisés accrus pour la production de Syncrude et le bitume de MacKay River ont été contrebalancés en partie par des coûts d'exploitation accrus et des volumes plus faibles. Les coûts d'exploitation accrus à Syncrude reflètent les coûts de mise en service de la troisième phase d'agrandissement, ainsi que les coûts accrus de la rémunération au rendement. Les coûts d'exploitation à MacKay River ont été plus élevés en raison des coûts de maintenance, compensés en partie par les coûts plus bas du gaz naturel.

Au deuxième trimestre de 2006, le bénéfice net des Sables pétrolifères a été de 101 millions \$, en hausse par rapport à un bénéfice net de 34 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. Au deuxième trimestre de 2006, le bénéfice net comprend un recouvrement d'impôts futurs de 44 millions \$. Au deuxième trimestre de 2005, le bénéfice net comprenait une charge de 1 million \$ liée à un supplément de primes d'assurance.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production de Syncrude au deuxième trimestre de 2006 affiche une augmentation de 3 % par rapport au deuxième trimestre de 2005. Les prix réalisés par Syncrude au deuxième trimestre de 2006 ont augmenté de 17 % par rapport au deuxième trimestre de 2005.

La production de MacKay River au deuxième trimestre de 2006 affiche une diminution de 20 % par rapport à la même période de 2005. Cette baisse tient surtout à la moins grande fiabilité des installations et à la maintenance prolongée de l'unité de cogénération en mai. La production par procédé DGMV (drainage par gravité au moyen de vapeur) à partir d'un nouvel emplacement de puits a débuté au cours du trimestre et la propriété a établi un nouveau record de production quotidien de 25 800 b/j à la fin de juin. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River au deuxième trimestre de 2006 ont augmenté de 183 % par rapport au deuxième trimestre de 2005.

	Deuxième trimestre 2006	Deuxième trimestre 2005
Production (en b/j)		
Syncrude	28 900	28 000
MacKay River	16 700	<u>20 900</u>
Production totale – Sables pétrolifères	45 600	48 900
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/b)	78,38 \$	67,08 \$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/b)	39,37 \$	13,92 \$

Syncrude a entrepris l'alimentation en bitume de son nouveau cokeur 8-3 le 6 mai 2006, permettant à toutes les unités de la troisième phase d'agrandissement d'entrer en service et de commencer à produire. Douze jours plus tard, tandis que les volumes de la troisième phase d'agrandissement approchaient la capacité nominale, des émissions odorantes ont nécessité l'arrêt du cokeur de la troisième phase d'agrandissement. Alberta Environment a approuvé un plan de redémarrage pour l'unité de désulfuration le 5 juillet 2006. Les modifications apportées à l'unité devraient être achevées d'ici la fin de juillet. À pleine capacité, la troisième phase d'agrandissement devrait ajouter environ 12 000 b/j nets à la production de Petro-Canada.

Projet Fort Hills

Au deuxième trimestre, plusieurs journées portes ouvertes au sujet de l'usine de valorisation de Sturgeon County ont eu lieu avec des parties intéressées, en vue de répondre aux questions de ces dernières au sujet du projet. La production de la phase initiale de la mine et la charge de l'usine de valorisation devraient être de l'ordre de 100 000 b/j à 170 000 b/j de bitume. Tel que planifié, la Société prévoit achever le rapport d'avant-projet et les estimations de coûts préliminaires d'ici la fin de 2006.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Perte nette liée aux activités poursuivies	(63)	(78)	(344)	(286)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(137)	(171)	(286)	(484)
Gain à la vente d'éléments d'actif	13	–	13	–
Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) aux activités poursuivies	61	93	(71)	198
Suppléments de primes d'assurance	–	(5)	–	(6)
Ajustements d'impôt	–	–	(242)	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	61	98	171	204
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	179	216	390	422

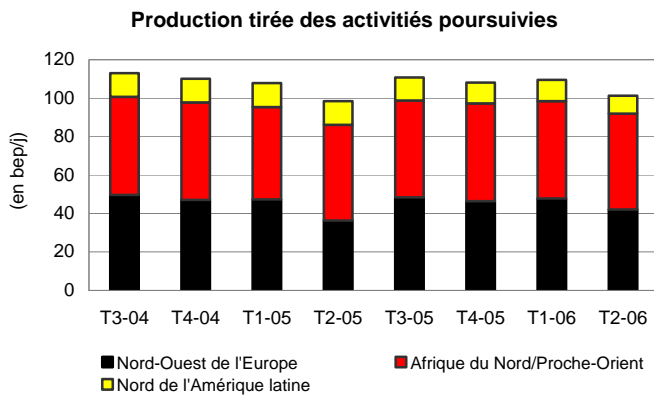
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont diminué la perte nette liée aux activités poursuivies de 1 million \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 37 millions \$ avant impôts (néant million \$ après impôts) pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006, respectivement. (Le même facteur a diminué la perte nette liée aux activités poursuivies de 55 millions \$ avant impôts (12 millions \$ après impôts) et de 32 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement).

Les projets de croissance dans la région du Nord-Ouest de l'Europe, tels que Buzzard, De Ruyter et L5b-C, demeurent sur la bonne voie pour faire plus que doubler la production dans la mer du Nord d'ici 2008.

Le secteur International a réalisé un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 61 millions \$ au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 98 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. L'incidence positive des prix réalisés élevés des marchandises et de la production supérieure a été plus qu'annulée par les frais d'exploration plus élevés, l'augmentation du taux d'imposition du Royaume-Uni et l'appréciation du dollar canadien. Les frais d'exploration accrus au deuxième trimestre de 2006 reflètent la réalisation de travaux sismiques à Trinité-et-Tobago et dans le secteur britannique de la mer du Nord. Les coûts d'exploitation ont été plus faibles au deuxième trimestre de 2006 comparativement au même trimestre l'an dernier, en raison d'ajustements liés aux stocks.

Au deuxième trimestre de 2006, la perte nette liée aux activités poursuivies du secteur International a été de 63 millions \$, comparativement à une perte nette de 78 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. La perte nette liée aux activités poursuivies au deuxième trimestre de 2006 comprend une perte non réalisée de 137 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et un gain de 13 millions \$ à la cession d'éléments d'actif. La perte nette liée aux activités poursuivies au deuxième trimestre de 2005 comprenait une perte non réalisée de 171 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et une charge de 5 millions \$ liée à des suppléments de primes d'assurance.

Production et prix – secteur International



La production tirée des activités poursuivies du secteur International au deuxième trimestre de 2006 affiche une augmentation de 3 % par rapport au deuxième trimestre de 2005. La production accrue provenant du Nord-Ouest de l'Europe a été contrebalancée en partie par une production légèrement inférieure à Trinité-et-Tobago.

La production dans le secteur britannique de la mer du Nord a augmenté en raison de l'entrée en production du champ Pict au milieu de 2005. Cet ajout a été annulé en partie par la production moindre dans le secteur néerlandais de la mer du Nord en raison de l'épuisement naturel des champs.

La production en Libye est demeurée stable comparativement au deuxième trimestre de 2005.

	Deuxième trimestre 2006	Deuxième trimestre 2005
Production tirée des activités poursuivies (en bep/j)		
Secteur britannique de la mer du Nord	29 400	22 000
Secteur néerlandais de la mer du Nord	12 700	14 400
Nord-Ouest de l'Europe	42 100	36 400
Afrique du Nord/Proche-Orient	49 800	49 700
Nord de l'Amérique latine	9 400	12 400
Production totale – secteur International	101 300	98 500
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies (en \$/b)	76,88 \$	69,37 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies (en \$/millier de pi ³)	7,12 \$	6,20 \$

La production plus faible à Trinité-et-Tobago est attribuable à un arrêt pour maintenance du deuxième train d'Atlantic LNG en mai. La production a repris à un niveau de l'ordre de 11 000 bep/j en juin, à la suite de l'achèvement des travaux de maintenance. Le quatrième train d'Atlantic LNG devrait atteindre sa pleine capacité au troisième trimestre et d'autres travaux de maintenance touchant les deuxième et troisième trains sont prévus pour septembre, ce qui devrait se traduire par un taux de production de l'ordre de 10 500 bep/j pour le troisième trimestre.

Les prix réalisés pour la production tirée des activités poursuivies du secteur International sont demeurés élevés au deuxième trimestre de 2006, les prix du pétrole brut et des LGN affichant une augmentation de 11 % par rapport à la même période de 2005. Les prix réalisés par le secteur International pour la production de gaz naturel tirée des activités poursuivies au deuxième trimestre de 2006 affichent quant à eux une augmentation de 15 % par rapport à la même période l'an dernier.

Nord-Ouest de l'Europe

La mise en valeur du champ Buzzard continue de progresser conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires et la construction est achevée à environ 95 %. En juin, le pont de production, le pont des quartiers d'habitation et des services, deux passerelles de liaison et la flèche de torche ont été installés avec succès sur la structure de l'installation extracôtère. Le raccordement et la mise en service en mer ont débuté et une production initiale de pétrole est attendue vers la fin de 2006. La production du champ devrait s'accroître en 2007 pour atteindre un niveau de pointe estimatif de 60 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, la mise en valeur des champs De Ruyter et L5b-C progresse conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires. En juin, la Société a installé avec succès le pont de production intégré sur la structure gravitaire à De Ruyter. Les deux champs devraient entrer en production vers la fin de 2006 et rapporter à Petro-Canada une production de pointe prévue de 13 000 bep/j nets à compter de 2007.

Afrique du Nord et Proche-Orient

En Libye, des problèmes continus en ce qui concerne l'approvisionnement en électricité et des retards dans le forage ont restreint les taux de production durant le premier semestre de 2006, ce qui a touché les indications de production annuelles pour cette région d'environ 10 %.

Nord de l'Amérique latine

Le programme sismique dans les blocs 1a et 1b au large de Trinité-et-Tobago s'est achevé au deuxième trimestre. Les plans de forage progressent en ce qui concerne les blocs 1a, 1b et 22, avec l'achat de matériel à long délai de livraison, l'évaluation des données sismiques et des travaux en vue de l'obtention des approbations environnementales.

Le plan de mise en valeur du champ La Ceiba est en attente d'approbation par les autorités vénézuéliennes, qui ont demandé plus de temps pour prendre leur décision.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Le programme de forage d'exploration de 11 puits de Petro-Canada pour 2006 devrait compter deux puits de moins que prévu. Les deux puits extracôtiers planifiés dans le secteur néerlandais de la mer du Nord ont été reportés à 2007 en raison de la disponibilité retardée des plateformes de forage retenues pour les travaux.

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 de sociétés appartenant à Oil and Natural Gas Corporation Limited de l'Inde et à China National Petroleum Corporation de la Chine, pour un produit net de 640 millions \$. La vente a donné lieu à un gain à la cession de 134 millions \$, comptabilisé au premier trimestre de 2006. Cette vente est conforme à la stratégie de Petro-Canada visant à accroître la proportion d'actifs à long terme 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.

Activités abandonnées (en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	– \$	23 \$	152 \$	31 \$
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	–	134	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées	– \$	23 \$	18 \$	31 \$
Suppléments de primes d'assurance	–	–	–	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	– \$	23 \$	18 \$	31 \$
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	– \$	65 \$	17 \$	118 \$
Production (en bep/j)	–	71 400	11 000	72 500
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/b)	– \$	60,05 \$	71,84 \$	57,23 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	– \$	7,01 \$	7,94 \$	5,87 \$

AVAL

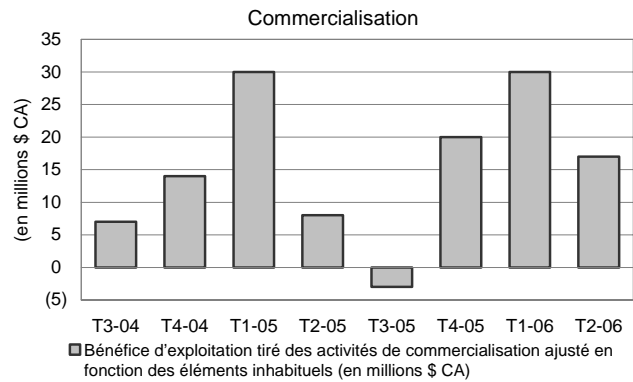
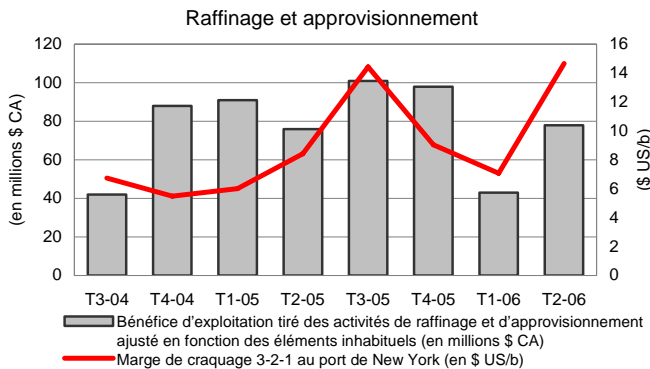
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net	139 \$	89 \$	214 \$	202 \$
Gain à la vente d'éléments d'actif	3	9	5	9
Bénéfice d'exploitation	136 \$	80 \$	209 \$	193 \$
Suppléments de primes d'assurance	–	(4)	–	(11)
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	–	–	–	(1)
Ajustements d'impôt	41	–	41	–
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	95 \$	84 \$	168 \$	205 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	149 \$	95 \$	284 \$	232 \$

Le secteur Aval a mené à bien les projets relatifs au carburant diesel à très faible teneur en soufre dans les raffineries et l'agrandissement de l'usine de lubrifiants, positionnant la Société de façon à ce qu'elle puisse tirer parti de la conjoncture favorable prévue au cours des prochaines années.

Au deuxième trimestre de 2006, le secteur Aval a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 95 millions \$, en hausse par rapport à 84 millions \$ au même trimestre de 2005. L'augmentation du bénéfice d'exploitation reflète les marges de raffinage et de commercialisation réalisées plus élevées, contrebalancées en partie par les coûts d'exploitation accrus associés aux importantes révisions dans les raffineries au deuxième trimestre.

Le bénéfice net du secteur Aval a été de 139 millions \$, comparativement à 89 millions \$ au même trimestre de 2005. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2006 comprend un gain de 3 millions \$ à la vente d'éléments d'actif et un recouvrement d'impôts futurs de 41 millions \$. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2005 comprenait un gain de 9 millions \$ à la vente d'éléments d'actif et une charge de 4 millions \$ liée à des suppléments de primes d'assurance.

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



	Deuxième trimestre 2006	Deuxième trimestre 2005
Bénéfice d'exploitation lié aux activités de raffinage et d'approvisionnement ajusté en fonction des éléments inhabituels (en millions de dollars canadiens)	78 \$	76 \$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$/b)	14,67 \$	8,42 \$
Bénéfice d'exploitation lié aux activités de commercialisation ajusté en fonction des éléments inhabituels (en millions de dollars canadiens)	17 \$	8 \$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 14,67 \$ US/b au deuxième trimestre de 2006, en hausse par rapport à 8,42 \$ US/b au deuxième trimestre de 2005. L'écart de prix moyen entre le brut léger et le brut lourd au niveau international s'est accru pour atteindre 14,90 \$ US/b au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 11,60 \$ US/b à la même période de 2005.

Au deuxième trimestre de 2006, les ventes totales de produits pétroliers raffinés sont demeurées stables comparativement à la même période l'an dernier, en dépit de la demande plus faible et des pressions concurrentielles dans l'industrie.

Le segment Raffinage et approvisionnement a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 78 millions \$ au deuxième trimestre de 2006, comparativement à 76 millions \$ au même trimestre de 2005. Les résultats reflètent les marges de raffinage plus élevées, compensées en partie par les révisions planifiées aux raffineries d'Edmonton et de Montréal. Les coûts des révisions planifiées ont réduit le bénéfice d'exploitation après impôts d'environ 27 millions \$ après impôts au deuxième trimestre.

Le segment Commercialisation a réalisé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 17 millions \$ au deuxième trimestre de 2006, en hausse par rapport à 8 millions \$ au même trimestre de 2005. Le bénéfice d'exploitation tiré des activités de commercialisation s'est amélioré en raison des marges accrues et des coûts d'exploitation plus bas.

Activité de révision dans le secteur Aval

Les projets et révisions en vue de l'introduction du carburant diesel à très faible teneur en soufre ont été réalisés au cours du trimestre, avant la date d'échéance de la réglementation fédérale fixée au 1^{er} juin 2006. Les installations qui augmenteront de 25 % la capacité de l'usine de lubrifiants à Mississauga sont entrées en service en juin. Aucune activité de révision importante dans le secteur Aval n'est planifiée pour le troisième trimestre de 2006.

SOCIÉTÉ

Services partagés <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Perte nette	(56)	(48)	(145)	(96)
Gain à la conversion de devises étrangères	61	8	60	4
Perte d'exploitation	(117)	(56)	(205)	(100)
Rémunération à base d'actions	1	(10)	(41)	(22)
Ajustements d'impôt	(71)	-	(71)	-
Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels	(47)	(46)	(93)	(78)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(122)	(53)	(196)	(95)

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 47 millions \$ au deuxième trimestre de 2006, comparativement à une perte de 46 millions \$ à la même période en 2005. La perte d'exploitation nette au deuxième trimestre de 2006 comprend une charge de 71 millions \$ liée à des ajustements d'impôt, dont 70 millions \$ ont trait à une modification législative rétroactive au Québec, et un recouvrement de 1 million \$ lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, comparativement à une charge de 10 millions \$ au deuxième trimestre de 2005.

Les intérêts débiteurs ont été de 42 millions \$ avant impôts au deuxième trimestre de 2006, en hausse par rapport à 39 millions \$ au deuxième trimestre de l'an dernier, surtout en raison des niveaux d'endettement plus élevés.

Au deuxième trimestre de 2006, la perte nette des Services partagés a été de 56 millions \$, comparativement à une perte nette de 48 millions \$ au deuxième trimestre de 2005. La perte nette des Services partagés comprend les gains à la conversion de devises étrangères liés 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 30 millions \$ des flux de trésorerie au cours du trimestre, comparativement à une augmentation de 45 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 réduit les flux de trésorerie du deuxième trimestre d'environ 48 millions \$, comparativement à une diminution de 27 millions \$ au deuxième trimestre de 2005.

LIQUIDITÉ ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	754	869	1 611	1 670
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	–	65	17	118
Flux de trésorerie	754	934	1 628	1 788
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(757)	(1 083)	(880)	(1 975)
Activités de financement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(392)	76	(898)	305
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse	(37)	267	2	(5)
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	(432)	194	(148)	113
Espèces et quasi-espèces	641	283	641	283

La stratégie de financement de Petro-Canada est conçue pour maintenir la capacité et la flexibilité financières propres à soutenir une croissance rentable quelle que soit la conjoncture. Deux mesures clés que Petro-Canada utilise pour mesurer 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 liés aux activités poursuivies de Petro-Canada, une importante mesure de l'effet de levier à court terme, était de 0,7 fois au 30 juin 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, était de 22,8 % au 30 juin 2006, légèrement au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	30 juin 2006	31 décembre 2005	30 juin 2005
Dette/flux de trésorerie ⁽¹⁾ <i>(en nombre de fois)</i>	0,7	0,8	0,9
Dette/dette plus les capitaux propres (%)	22,8	23,5	26,1

(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 était de 793 millions \$ à la fin du deuxième trimestre de 2006, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 656 millions \$ au 31 décembre 2005. Le fonds de roulement déficitaire est surtout attribuable à une diminution des débiteurs et des stocks.

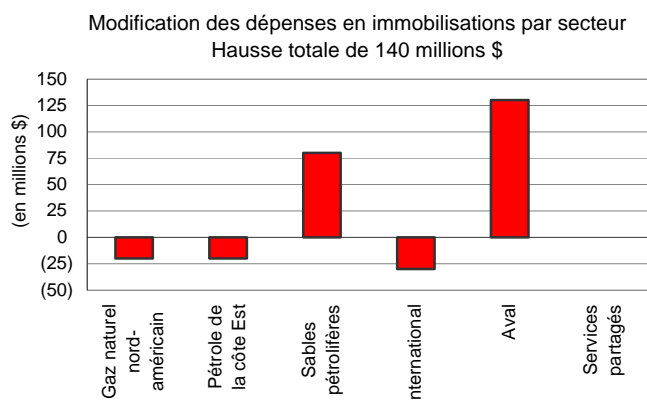
Activités d'investissement

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	121	131	334	380
Pétrole de la côte Est	81	68	134	127
Sables pétrolifères	76	396	195	546
International ⁽¹⁾	175	243	296	396
	453	838	959	1 449
Aval				
Raffinage et approvisionnement	238	192	475	419
Ventes et marketing	24	26	32	51
Lubrifiants	32	6	38	8
	294	224	545	478
Services partagés	5	4	6	4
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	752	1 066	1 510	1 931
Charges reportées et autres éléments d'actif	23	27	32	41
Total – activités abandonnées	775	1 093	1 542	1 972
Activités abandonnées	–	10	1	24
Total	775	1 103	1 543	1 996

(1) Les dépenses du secteur International excluent les dépenses en immobilisations liées aux actifs producteurs syriens que la Société a vendus en janvier 2006.

Perspectives – dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies en 2006 devraient atteindre 3 525 millions \$, en hausse de 140 millions \$ par rapport aux prévisions du 15 décembre 2005 et du 26 janvier 2006, qui étaient de 3 385 millions \$.



Les dépenses en immobilisations du secteur Aval en 2006 devraient augmenter de 130 millions \$ par rapport aux indications fournies antérieurement. Cette augmentation est attribuable aux coûts accrus de l'équipement et des matériaux pour le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, au report d'heures-personnes pour les projets reliés au carburant diesel à très faible teneur en soufre de 2005 à 2006, ainsi qu'aux coûts d'ingénierie et de construction plus élevés pour l'agrandissement de 25 % de l'usine de lubrifiants. Les dépenses en immobilisations dans le secteur des Sables pétrolifères devraient augmenter de 80 millions \$ comparativement aux prévisions de 2006. Cela reflète l'investissement additionnel dans deux nouvelles concessions et le site de l'usine de valorisation pour le projet Fort Hills, ainsi que des coûts légèrement plus élevés pour la troisième phase d'agrandissement de Syncrude. Les augmentations ont été contrebalancées en partie par des investissements reportés dans les secteurs International, Gaz naturel nord-américain et Pétrole de la côte Est.

Dépenses en immobilisations par secteur (en millions de dollars canadiens)	Prévisions pour 2006 Au 27 juillet 2006	Prévisions pour 2006 Au 15 décembre 2005
Amont		
Gaz naturel nord-américain	830 \$	850 \$
Pétrole de la côte Est	285	305
Sables pétrolifères	435	355
International ⁽¹⁾	785	815
	2 335	2 325
Aval		
Raffinage et approvisionnement	955	840
Ventes et marketing	150	150
Lubrifiants	55	40
	1 160	1 030
Services partagés	30	30
Total – activités poursuivies	3 525 \$	3 385 \$

(1) Les dépenses du secteur International excluent des dépenses en immobilisations liées aux actifs producteurs syriens parvenus à maturité que la Société a vendus en janvier 2006.

Activités de financement

À la fin du deuxième trimestre de 2006, les facilités de crédit consenties consortiales de la Société totalisaient 2 000 millions \$. La Société disposait aussi de facilités de crédit à vue bilatérales de 440 millions \$. Un montant total de 1 493 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la protection de découvert au 30 juin 2006. Les facilités consortiales fournissent aussi les liquidités nécessaires au soutien du programme de papier commercial de la Société. Aucun papier commercial n'était en cours à la fin du deuxième trimestre de 2006.

Au 30 juin 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 Corp. 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 de dépenses en 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. Petro-Canada a renouvelé son programme d'OPRA en vue du rachat de ses actions ordinaires entre le 22 juin 2006 et le 21 juin 2007, ce qui permet à la Société de racheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions.

Le niveau d'activité du programme d'OPRA au cours des deux premiers trimestres de 2006 reflète l'utilisation du produit de la vente des actifs syriens parvenus à maturité pour racheter des actions.

Période	Actions rachetées		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 \$
Deuxième trimestre	7 100 000	2 043 600	49,32 \$	37,01 \$	350 millions \$	75 millions \$

Passif éventuel et obligations contractuelles

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion 2005 de la Société et les éléments de passif éventuels sont communiqués à la note 25 des états financiers consolidés annuels de 2005. Au cours du deuxième 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 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. Par suite de l'augmentation des prix du pétrole, qui a été contrebalancée en partie par l'appréciation du dollar canadien par rapport au premier trimestre de 2006, la perte évaluée à la valeur de marché sur ces contrats associés à Buzzard a été de 137 millions \$ après impôts au deuxième trimestre de 2006, comparativement à une perte non réalisée de 171 millions \$ après impôts au deuxième trimestre de 2005.

Au 30 juin 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 politiques et à des lignes directrices établies 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 30 juin 2006, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 500,8 millions. En moyenne au premier trimestre de 2006, ce nombre était de 505,3 millions, comparativement à une moyenne de 519,4 millions d'actions en circulation pour le trimestre terminé le 30 juin 2005.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 27 juillet 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 ils auront l'occasion de poser des questions à la fin de la conférence. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence 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 3190220). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/eng/investor/9259.htm> le 27 juillet 2006 à 9 h, heure de l'Est. Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web environ une heure après la fin de celle-ci.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION

30 juin 2006

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	64,1	77,8	71,7	77,8
Sables pétrolifères	45,6	48,9	45,7	43,7
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	14,2	14,5	14,4	15,3
Nord-Ouest de l'Europe	31,3	26,3	33,0	30,3
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	49,8	49,7	50,2	48,9
	205,0	217,2	215,0	216,0
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	605	654	620	678
Nord-Ouest de l'Europe	65	61	72	69
Nord de l'Amérique latine	56	74	61	75
	726	789	753	822
Production totale liée aux activités poursuivies, nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	326	349	340	353
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de b/j)				
	–	67,1	10,2	68,0
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
	–	26	4	27
Production totale tirée des activités poursuivies, nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	–	71	11	73
Production totale nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	326	420	351	426
Après redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	59,8	73,6	65,5	74,0
Sables pétrolifères	42,3	48,4	42,7	43,3
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	10,7	10,9	10,9	11,5
Nord-Ouest de l'Europe	31,3	26,3	33,0	30,3
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	45,2	41,7	45,4	41,0
	189,3	200,9	197,5	200,1
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	491	503	487	519
Nord-Ouest de l'Europe	65	61	72	69
Nord de l'Amérique latine	32	27	42	33
	588	591	601	621
Production totale liée aux activités poursuivies, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	287	299	298	304
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de bep/j)				
	–	20,0	2,7	21,2
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
	–	4	1	5
Production totale tirée des activités abandonnées, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	–	21	3	22
Production totale, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	287	320	301	326
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m ³ /j)				
Essences	25,3	25,2	23,8	24,2
Distillats	18,4	17,8	19,7	19,5
Divers, dont les produits pétrochimiques	7,8	8,6	7,2	8,7
	51,5	51,6	50,7	52,4
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m ³ /j)				
	32,3	35,9	35,9	41,8
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ⁽⁴⁾				
	80	87	89	94
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ⁽⁵⁾				
	2,9	1,7	2,3	2,0

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

(2) La région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient exclut la production liée à la vente en instance des actifs syriens parvenus à maturité, qui sont présentés en tant qu'activités abandonnées.

(3) Les volumes de gaz naturel sont convertis selon un taux de 6 000 pi³ de gaz naturel 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 MOYENS RÉALISÉS

30 juin 2006

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Pétrole brut et LGN (<i>en \$/b</i>)				
Pétrole de la côte Est	75,85	61,41	72,36	58,26
Sables pétrolifères	64,09	44,35	53,43	41,18
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	69,99	56,83	66,01	54,87
Nord-Ouest de l'Europe	76,29	66,38	73,67	61,08
Afrique du Nord/Proche-Orient	77,27	70,02	74,28	63,19
Total – pétrole brut et LGN tirés des activités poursuivies	73,18	59,95	68,52	56,02
Activités abandonnées	–	60,05	71,84	57,23
Total – pétrole brut et LGN	73,18	59,97	68,67	56,31
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	6,17	7,29	7,45	6,95
Nord-Ouest de l'Europe	8,17	6,71	9,29	7,13
Nord de l'Amérique latine	5,01	5,05	5,85	5,07
Total – gaz naturel tiré des activités poursuivies	6,30	7,16	7,54	6,89
Activités abandonnées	–	7,01	7,94	5,87
Total – gaz naturel	6,30	7,16	7,54	6,85

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

TAUX DE REDEVANCES EN VIGUEUR

30 juin 2006

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
<i>(en pourcentage du produit des ventes)</i>				
Gaz naturel nord-américain	20 %	23 %	22 %	24 %
Pétrole de la côte Est	7 %	5 %	9 %	5 %
Sables pétrolifères	7 %	1 %	6 %	1 %
International				
Nord-Ouest de l'Europe	–	–	–	–
Afrique du Nord/Proche-Orient	9 %	16 %	10 %	12 %
Nord de l'Amérique latine	43 %	64 %	32 %	56 %
Total – activités poursuivies	12 %	14 %	13 %	13 %
Activités abandonnées	–	71 %	74 %	70 %
Total	12 %	24 %	15 %	23 %

DONNÉES SUR LES ACTIONS
30 juin 2006

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	505,3	519,4	508,8	519,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	511,7	526,0	515,5	526,4
Bénéfice net – de base (en \$/action)	0,93	0,66	1,33	0,89
– dilué (en \$/action)	0,92	0,66	1,32	0,88
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels				
– de base (en \$/action)	0,94	0,96	1,89	1,85
– dilué (en \$/action)	0,93	0,95	1,86	1,83
Flux de trésorerie (en \$/action)	1,49	1,80	3,20	3,44
Dividendes (en \$/action)	0,10	0,07	0,20	0,15
Bourse de Toronto :				
Cours des actions ⁽¹⁾ – haut	57,80	41,19	58,59	41,19
– bas	46,11	33,65	46,11	29,51
– clôture au 30 juin	52,96	39,88	52,96	39,88
Actions négociées (en millions)	124,2	122,9	264,5	266,5
Bourse de New York :				
Cours des actions ⁽²⁾ – haut	51,11	33,51	51,11	33,51
– bas	41,31	26,70	41,20	24,15
– clôture au 30 juin	47,41	32,57	47,41	32,57
Actions négociées (en millions)	38,2	22,9	72,0	42,2

(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**30 juin 2006***(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	97 \$	117 \$	236 \$	220 \$
Pétrole de la côte Est	254	208	483	377
Sables pétrolifères	101	34	82	15
International	61	93	(71)	198
Aval	136	80	209	193
Services partagés	(117)	(56)	(205)	(100)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	532 \$	476 \$	734 \$	903 \$
Gain à la conversion de devises étrangères	61	8	60	4
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(137)	(171)	(286)	(484)
Gain à la vente d'éléments d'actif	16	9	18	9
Activités abandonnées	-	23	152	31
Bénéfice net	472 \$	345 \$	678 \$	463 \$
Flux de trésorerie				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	799 \$	974 \$	1 685 \$	1 488 \$
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies et autres	(45)	(105)	(74)	182
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	754 \$	869 \$	1 611 \$	1 670 \$
Capital investi moyen ⁽¹⁾				
Amont			8 024 \$	8 495 \$
Aval			3 784	2 993
Services partagés			191	95
Total – Société			11 999 \$	11 583 \$
Rendement du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont			22,5	12,2
Aval			11,3	11,2
Total – Société			17,7	12,1
Rendement d'exploitation du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont			25,0	19,7
Aval			10,9	10,8
Total – Société			18,1	16,6
Rendement des capitaux propres ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
			22,1	15,3
Dette				
Espèces et quasi-espèces ⁽¹⁾			2 775 \$	3 089 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ⁽²⁾ (en nombre de fois)			641 \$	283 \$
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)			0,7	0,9
			22,8	26,1

(1) Inclut les activités abandonnées.

(2) Lié aux activités poursuivies.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 juin 2006**

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2006	2005	2006	2005
		(note 3)	(note 3)	(note 3)
Produits				
Exploitation	4 836	\$ 4 174	\$ 9 251	\$ 7 941
Revenus de placement et autres produits (note 5)	(106)	(229)	(333)	(721)
	4 730	3 945	8 918	7 220
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 578	2 096	4 678	3 948
Exploitation, commercialisation et administration	782	737	1 603	1 406
Exploration	78	58	175	140
Amortissement pour dépréciation et épuisement	312	306	647	608
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(73)	(10)	(71)	(5)
Intérêts	42	39	87	73
	3 719	3 226	7 119	6 170
Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts	1 011	719	1 799	1 050
Impôt sur les bénéfices				
Exigibles (note 6)	626	433	1 158	838
Futurs (note 6)	(87)	(36)	115	(220)
	539	397	1 273	618
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	472	322	526	432
Bénéfice net lié aux activités abandonnées (note 3)	-	23	152	31
Bénéfice net	472	\$ 345	\$ 678	\$ 463
Bénéfice par action lié aux activités poursuivies (notes 4 et 7)				
De base	0,93	\$ 0,62	\$ 1,03	\$ 0,83
Dilué	0,92	\$ 0,61	\$ 1,02	\$ 0,82
Bénéfice par action (notes 4 et 7)				
De base	0,93	\$ 0,66	\$ 1,33	\$ 0,89
Dilué	0,92	\$ 0,66	\$ 1,32	\$ 0,88

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 juin 2006**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	7 174	\$ 5 487	\$ 7 018	\$ 5 408
Bénéfice net	472	345	678	463
Dividendes sur les actions ordinaires	(51)	(39)	(101)	(78)
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	7 595	\$ 5 793	\$ 7 595	\$ 5 793

Voir les notes complémentaires

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 juin 2006**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2006	2005	2006	2005
		(note 3)	(note 3)	(note 3)
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	472	\$ 345	\$ 678	\$ 463
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	-	23	152	31
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	472	322	526	432
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	312	306	647	608
Impôts futurs	(87)	(36)	115	(220)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	14	13	27	29
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(73)	(10)	(71)	(5)
Gain à la cession d'éléments d'actif	(18)	(14)	(20)	(14)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard (note 13)	108	272	327	764
Autres	7	(7)	13	3
Frais d'exploration	19	23	47	73
Produit de la vente de comptes débiteurs (note 8)	-	-	-	80
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies	45	105	74	(262)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	799	974	1 685	1 488
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées (note 3)	-	37	15	86
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	799	1 011	1 700	1 574
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(752)	(1 076)	(1 511)	(1 955)
Produit de la vente d'éléments d'actif (note 3)	18	20	663	21
Augmentation des charges reportées et autres éléments d'actif	(23)	(27)	(32)	(41)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'investissement	(82)	191	(70)	210
	(839)	(892)	(950)	(1 765)
Activités de financement				
Diminution des effets à payer à court terme	-	(588)	-	(279)
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme (note 9)	-	762	-	762
Remboursement sur la dette à long terme	(2)	(2)	(4)	(3)
Produit de l'émission d'actions ordinaires (note 10)	11	18	33	45
Achat d'actions ordinaires (note 10)	(350)	(75)	(826)	(142)
Dividendes sur les actions ordinaires	(51)	(39)	(101)	(78)
Augmentation du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement	-	(1)	-	(1)
	(392)	75	(898)	304
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	(432)	194	(148)	113
Espèces et quasi-espèces au début de la période	1 073	89	789	170
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	641	\$ 283	\$ 641	\$ 283

Voir les notes complémentaires

BILAN CONSOLIDÉ (non vérifié)**Au 30 juin 2006**

(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2006		31 décembre 2005	
				(note 3)
Actif				
Actif à court terme				
Espèces et quasi-espèces	641	\$	721	\$
Débiteurs (note 8)	1 558		1 617	
Stocks	555		596	
Actif des activités abandonnées (note 3)	-		237	
	2 754		3 171	
Immobilisations corporelles, montant net	16 840		15 921	
Écart d'acquisition	749		737	
Charges reportées et autres éléments d'actif	432		415	
Actif des activités abandonnées (note 3)	-		411	
	20 775	\$	20 655	\$
Passif et capitaux propres				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	2 707	\$	2 854	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	199		82	
Passif des activités abandonnées (note 3)	-		102	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 9)	7		7	
	2 913		3 045	
Dette à long terme (note 9)	2 768		2 906	
Autres éléments de passif	2 179		1 888	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	998		923	
Impôts futurs	2 547		2 405	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 10)	1 356		1 362	
Surplus d'apport (note 10)	640		1 422	
Bénéfices non répartis	7 595		7 018	
Écart de conversion de devises étrangères	(221)		(314)	
	9 370		9 488	
	20 775	\$	20 655	\$

Voir les notes complémentaires

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

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES (note 3)
Trois mois terminés le 30 juin

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		2006	Aval 2005	Services partagés		Total consolidé	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005			2006	2005	2006	2005
Produits	<i>(note 3)</i>													
Ventes aux clients	357	\$ 452	\$ 531	\$ 359	\$ 132	\$ 168	\$ 611	\$ 550	\$ 3 205	\$ 2 645	\$ -	\$ -	\$ 4 836	\$ 4 174
Revenus de placement et autres produits ⁽¹⁾	2	1	3	-	-	1	(111)	(254)	5	35	(5)	(12)	(106)	(229)
Ventes intersectorielles	83	76	35	58	208	171	-	-	3	3	-	-	-	-
Produits sectoriels	442	529	569	417	340	340	500	296	3 213	2 683	(5)	(12)	4 730	3 945
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	66	106	127	-	90	133	-	-	2 299	1 861	(4)	(4)	2 578	2 096
Opérations intersectorielles	-	-	3	3	6	17	-	-	320	288	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	118	109	61	36	128	104	70	104	388	345	17	39	782	737
Exploration	24	22	2	-	6	3	46	33	-	-	-	-	78	58
Amortissement pour dépréciation et épuiement	98	90	54	73	24	30	76	60	57	52	3	1	312	306
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(73)	(10)	(73)	(10)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42	39	42	39
	306	327	247	112	254	287	192	197	3 064	2 546	(15)	65	3 719	3 226
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	136	202	322	305	86	53	308	99	149	137	10	(77)	1 011	719
Impôts sur les bénéfices														
Exigibles (note 6)	82	69	109	87	5	7	308	229	56	71	66	(30)	626	433
Futurs (note 6)	(43)	16	(41)	10	(20)	12	63	(52)	(46)	(23)	-	1	(87)	(36)
	39	85	68	97	(15)	19	371	177	10	48	66	(29)	539	397
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	97	\$ 117	\$ 254	\$ 208	\$ 101	\$ 34	\$ (63)	\$ (78)	\$ 139	\$ 89	\$ (56)	\$ (48)	\$ 472	\$ 322
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	121	\$ 131	\$ 81	\$ 68	\$ 76	\$ 396	\$ 175	\$ 243	\$ 294	\$ 224	\$ 5	\$ 4	\$ 752	\$ 1 066
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	167	\$ 255	\$ 259	\$ 215	\$ 54	\$ 73	\$ 186	\$ 206	\$ 277	\$ 262	\$ (144)	\$ (37)	\$ 799	\$ 974
Total de l'actif lié aux activités poursuivies	3 701	\$ 3 538	\$ 2 452	\$ 2 393	\$ 2 770	\$ 2 557	\$ 5 290	\$ 5 057	\$ 6 036	\$ 4 983	\$ 526	\$ 233	\$ 20 775	\$ 18 761

⁽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 108 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2006 (272 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2005) (note 13).

⁽²⁾ Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 7 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2006 (9 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2005).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES (note 3)

Six mois terminés le 30 juin

	Mont													
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétroliers		International		Aval	Services partagés		Total consolidé		
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005		2006	2005	2006	2005	
Produits							(note 3)	(note 3)					(note 3)	(note 3)
Ventes aux clients	808	\$ 883	\$ 919	\$ 596	\$ 248	\$ 297	\$ 1 315	\$ 1 029	\$ 5 961	\$ 5 136	\$ -	\$ -	\$ 9 251	\$ 7 941
Revenus de placement et autres produits ⁽¹⁾	1	1	(1)	-	-	-	(334)	(735)	2	28	(1)	(15)	(333)	(721)
Ventes intersectorielles	178	149	157	176	363	281	-	-	7	7	-	-	-	-
Produits sectoriels	987	1 033	1 075	772	611	578	981	294	5 970	5 171	(1)	(15)	8 918	7 220
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	136	201	172	-	201	242	-	-	4 171	3 505	(2)	-	4 678	3 948
Opérations intersectorielles	2	4	5	3	17	32	-	-	681	574	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	223	201	108	80	263	199	160	188	742	672	107	66	1 603	1 406
Exploration	72	64	1	-	12	31	90	45	-	-	-	-	175	140
Amortissement pour dépréciation et épuisement	198	184	119	136	61	50	156	132	110	105	3	1	647	608
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(71)	(5)	(71)	(5)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87	73	87	73
	631	654	405	219	554	554	406	365	5 704	4 856	124	135	7 119	6 170
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	356	379	670	553	57	24	575	(71)	266	315	(125)	(150)	1 799	1 050
Impôts sur les bénéfices														
Exigibles (note 6)	166	148	233	172	(10)	(22)	668	422	92	171	9	(53)	1 158	838
Futurs (note 6)	(46)	11	(46)	4	(15)	31	251	(207)	(40)	(58)	11	(1)	115	(220)
	120	159	187	176	(25)	9	919	215	52	113	20	(54)	1 273	618
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	236	\$ 220	\$ 483	\$ 377	\$ 82	\$ 15	\$ (344)	\$ (286)	\$ 214	\$ 202	\$ (145)	\$ (96)	\$ 526	\$ 432
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	334	\$ 380	\$ 134	\$ 127	\$ 195	\$ 546	\$ 296	\$ 396	\$ 545	\$ 478	\$ 6	\$ 4	\$ 1 510	\$ 1 931
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	408	\$ 490	\$ 605	\$ 442	\$ 107	\$ 110	\$ 489	\$ 337	\$ 292	\$ 273	\$ (216)	\$ (164)	\$ 1 685	\$ 1 488
Total de l'actif lié aux activités poursuivies	3 701	\$ 3 538	\$ 2 452	\$ 2 393	\$ 2 770	\$ 2 557	\$ 5 290	\$ 5 057	\$ 6 036	\$ 4 983	\$ 526	\$ 233	\$ 20 775	\$ 18 761

(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 327 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2006 (764 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2005) (note 13).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 14 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2006 (17 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 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 une contrepartie de 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 a 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		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Produits	- \$	115 \$	168 ⁽¹⁾ \$	222 \$
Charges				
Exploitation, commercialisation et administration	-	21	6	48
Amortissement pour dépréciation et épuisement	-	43	-	89
	-	64	6	137
Bénéfice lié aux activités abandonnées				
avant impôts	-	51	162	85
Impôts sur les bénéfices	-	28	10	54
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	- \$	23 \$	152 \$	31 \$

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

	Au 31 décembre 2005	
Actif		
Actif à court terme ⁽²⁾	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	\$

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

(2) L'actif à court terme comprend des espèces et des 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 110 millions \$ et de 334 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006 (254 millions \$ et 759 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005).

6. IMPÔTS FUTURS

La charge d'impôts futurs pour les six mois terminés le 30 juin 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.

Les impôts sur le bénéfice futurs pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006 ont été réduits de 127 millions \$ en raison de la réduction pratiquement en vigueur des taux d'imposition fédéral et provinciaux au Canada. L'ajustement a été réparti entre les secteurs en tant que diminution (augmentation) des impôts sur le bénéfice comme suit : Gaz naturel nord-américain – 6 millions \$, Pétrole de la côte Est – 37 millions \$, Sables pétrolifères – 44 millions \$, Aval – 41 millions \$ et Services partagés – (1) million \$.

La charge d'impôts exigibles pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006 a été augmentée de 70 millions \$ en raison de la promulgation par le gouvernement du Québec de mesures législatives fiscales rétroactives. L'ajustement a été affecté aux Services partagés.

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

<i>(en millions)</i>	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	505,3	519,4	508,8	519,7
Effet de dilution des options sur actions	6,4	6,6	6,7	6,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	511,7	526,0	515,5	526,4

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 six mois terminés le 30 juin 2005, la Société a vendu des comptes débiteurs impayés additionnels de 80 millions \$ qui lui ont rapporté un produit net de 80 millions \$. Au 30 juin 2006, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ avaient été vendus en vertu du programme.

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifiées)

9. DETTE À LONG TERME

	Échéance	30 juin 2006	31 décembre 2005
Obligations et effets			
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	669 \$	700 \$
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	334	350
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	279	292
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	307	321
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	334	350
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	446	466
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	334	350
Contrats de location-acquisition	2007-2017	72	77
Prêts fiduciaires des concessionnaires des ventes au détail	2012-2014	-	7
		2 775	2 913
Tranche à court terme		(7)	(7)
		2 768 \$	2 906 \$

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	1 596 166	33	-
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(15 886 800)	(42)	(784)
Rémunération à base d'actions	-	3	2
Solde au 30 juin 2006	500 848 270	1 356 \$	640 \$

En juin 2006, la Société a renouvelé son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités en vue de racheter un maximum de 25 millions de ses actions ordinaires au cours de la période du 22 juin 2006 au 21 juin 2007, sous réserve de certaines conditions. Au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2006, la Société a acheté 7 100 000 actions ordinaires pour un coût total de 350 millions \$ et 15 886 800 actions ordinaires pour un coût total de 826 millions \$, respectivement (2 043 600 actions ordinaires pour un coût de 75 millions \$ et 3 933 400 actions ordinaires pour un coût de 142 millions \$ au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2005). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées est comptabilisé comme une réduction du surplus d'apport.

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifiées)**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	4 754 600	52	378 239	
Options levées	(1 596 166)	20	-	
Options annulées	(256 053)	36	(30 959)	
Solde au 30 juin 2006	21 263 998	31 \$	1 506 247	

La charge totale enregistrée pour tenir compte de la rémunération à base d'actions a été de (3) millions \$ et de 62 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006, respectivement (19 millions \$ et 37 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 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 30 juin									
	2006		2005		2006		2005			
	Bénéfice net		Bénéfice par action		De base		Dilué			
Bénéfice net présenté	472	\$	345	\$	0,93	\$	0,66	\$	0,66	\$
Ajustement pro forma	-		2		-		-		0,01	
Bénéfice net pro forma	472	\$	343	\$	0,93	\$	0,66	\$	0,65	\$

	Six mois terminés le 30 juin									
	2006		2005		2006		2005			
	Bénéfice net		Bénéfice par action		De base		Dilué			
Bénéfice net présenté	678	\$	463	\$	1,33	\$	0,89	\$	0,88	\$
Ajustement pro forma	1		4		-		0,01		0,01	
Bénéfice net pro forma	677	\$	459	\$	1,33	\$	0,88	\$	0,87	\$

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 :

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	10 \$	8 \$	20 \$	16 \$
Intérêts débiteurs	21	21	42	42
Rendement prévu de l'actif des régimes	(25)	(21)	(50)	(43)
Amortissement de l'actif transitoire	(2)	(1)	(4)	(2)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	13	8	26	17
	17	15	34	30
Régimes à cotisations déterminées	4	3	8	7
	21 \$	18 \$	42 \$	37 \$
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	1 \$	2 \$	2 \$
Intérêts débiteurs	3	3	6	6
Amortissement de l'obligation transitoire	1	-	2	1
	5 \$	4 \$	10 \$	9 \$

La Société prévoit verser des cotisations d'environ 100 millions \$ à ses régimes de retraite en 2006. Au 30 juin 2006, des cotisations de 49 millions \$ avaient été versées.

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 108 millions \$ et de 327 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006, respectivement (272 millions \$ et 764 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005).

Les gains et les pertes non réalisés sur tous les contrats dérivés ont réduit les revenus de placement et autres produits de 108 millions \$ et de 327 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006, respectivement (263 millions \$ et 757 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005). Au 30 juin 2006, les débiteurs et les autres éléments de passif avaient augmenté de 4 millions \$ et de 1 549 millions \$, respectivement, par suite des montants évalués à la valeur de marché non réalisés sur les contrats dérivés.