

2006

Rapport trimestriel



Pour publication immédiate
Le 26 octobre 2006

(also published in English)

Petro-Canada réalise un trimestre solide; la croissance de la production est imminente

Points saillants

- La révision de Terra Nova s'est achevée et le champ pétrolifère De Ruyter a été mis en production
- Les projets d'amont demeurent sur la bonne voie pour faire croître la production à court terme
- Les secteurs Aval et Sables pétrolifères ont réalisé un bénéfice d'exploitation record
- La Société a racheté 2,9 millions de ses actions 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 564 millions \$ (1,13 \$/action) pour le troisième trimestre, comparativement à 638 millions \$ (1,23 \$/action) au troisième trimestre de 2005. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies au troisième trimestre de 2006 ont été de 1 085 millions \$ (2,17 \$/action), comparativement à 1 001 millions \$ (1,93 \$/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 678 millions \$ (1,36 \$/action) au troisième trimestre de 2006, comparativement à 614 millions \$ (1,19 \$/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.

« Nos secteurs Aval et Sables pétrolifères ont réalisé leur meilleur trimestre à ce jour. De solides opérations nous ont permis de tirer parti de la conjoncture, a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. En même temps, notre production d'amont croît avec le redémarrage imminent de Terra Nova, la mise en service de l'agrandissement de Syncrude et l'entrée en production de nouveaux champs en mer du Nord. »

Résultats du troisième trimestre

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)</i>				
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽¹⁾	564 \$	659 \$	1 542 \$	1 651 \$
Bénéfice net	678	614	1 356	1 077
Flux de trésorerie	1 085 \$	1 063 \$	2 713 \$	2 851 \$
Résultats liés aux activités poursuivies ⁽²⁾				
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽¹⁾	564 \$	638 \$	1 524 \$	1 599 \$
– en \$/action	1,13	1,23	3,01	3,08
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	678	593	1 204	1 025
– en \$/action	1,36	1,14	2,38	1,97
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 085	1 001	2 696	2 671
– en \$/action	2,17	1,93	5,33	5,14
Dividendes – en \$/action	0,10	0,08	0,30	0,23
Programme de rachat d'actions	135	115	961	257
– en millions d'actions	2,9	2,4	18,8	6,3
Dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies	777 \$	774 \$	2 319 \$	2 746 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	500,1	518,1	505,9	519,2

(1) 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) est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation.

(2) 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 troisième trimestre de 2006 s'est chiffrée en moyenne à 333 000 barils équivalent pétrole/jour (bep/j), en baisse par rapport à 353 000 bep/j au même trimestre de 2005. L'arrêt de Terra Nova et l'épuisement naturel des gisements en mer du Nord et dans le secteur Gaz naturel nord-américain ont été contrebalancés en partie par l'ajout de la production de White Rose et par les volumes accrus dans le secteur Sables pétrolifères.

« Ce trimestre, nous avons achevé la majeure partie des travaux réglementaires et de fiabilité portant sur le NPSD de Terra Nova, ce qui nous permettra d'améliorer le rendement futur, a déclaré M. Brenneman. En mer du Nord, nous avons mis en production le champ pétrolifère De Ruyter et nous en sommes aux dernières étapes avant l'entrée en production des champs L5b-C et Buzzard. »

Dans le secteur Aval, la solide fiabilité des raffineries d'Edmonton et de Montréal a permis à la Société de bénéficier de la conjoncture et de réaliser un bénéfice d'exploitation record. Dans le secteur Sables pétrolifères, des prix forts combinés à une production accrue ont permis de réaliser le meilleur bénéfice d'exploitation à ce jour.

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Amont – résultats consolidés ⁽¹⁾				
Production avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette <i>(en milliers de barils/jour)</i>	211,7	285,1	220,7	284,4
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes/jour)</i>	725	821	746	839
Production totale <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)</i> ⁽²⁾	333	422	345	424
Prix réalisés moyens				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel <i>(en \$/baril)</i>	70,76	68,93	69,40	60,49
Gaz naturel <i>(en \$/millier de pieds cubes)</i>	6,06	8,01	7,07	7,26
Amont – activités poursuivies				
Production tirée des activités poursuivies avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette <i>(en milliers de barils/jour)</i>	211,7	219,9	213,9	217,3
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes/jour)</i>	725	796	743	813
Production totale <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)</i> ⁽²⁾	333	353	338	353
Prix moyens réalisés – activités poursuivies				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel <i>(en \$/b)</i>	70,76	68,93	69,33	60,42
Gaz naturel <i>(en \$/millier de pieds cubes)</i>	6,06	8,03	7,07	7,27
Aval				
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de mètres cubes/jour)</i>	54,4	53,6	52,0	52,8
Utilisation moyenne des raffineries <i>(en pourcentage)</i> ⁽³⁾	101	98	93	95
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts <i>(en cents/litre)</i> ⁽⁴⁾	3,5	1,9	2,7	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

Mises à jour sur les activités

- Terra Nova remis en service au quatrième trimestre.
- La production de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude s'accélère.

Jalons stratégiques

- Entrée en production de nouveaux champs en mer du Nord (L5b-C et Buzzard) d'ici la fin de l'exercice.
- Dépôt d'une demande réglementaire pour l'usine de valorisation de Sturgeon County vers la fin de 2006.
- Obtention de la décision réglementaire au sujet du projet de construction d'une usine de regazéification à Gros-Cacouna au début de 2007.
- Achèvement du rapport de base du projet Fort Hills au premier semestre 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. Petro-Canada est fière d'être partenaire national des Jeux olympiques et paralympiques d'hiver de 2010 à Vancouver. Nos actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto (TSX) sous le symbole PCA et à la Bourse de New York (NYSE) sous le symbole PCZ.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

Gordon Ritchie
Relations avec les investisseurs
403-296-7691

Michelle Harries
Communications de la Société
403-296-3648

www.petro-canada.ca

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 26 octobre 2006, est présenté aux pages 4 à 27 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour les trois mois terminés le 31 mars 2006, les six mois terminés le 30 juin 2006 et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006; au rapport de gestion 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 10 et 21, 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, aux frais d'exploration et aux autres dépenses futurs; aux futurs achats et ventes de ressources; aux activités de construction et de réparation; aux révisions dans les 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 d'installations; 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 aux 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 ne pas être exactes.

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 apportées aux taux d'impôts et de redevances et aux stratégies d'utilisation des ressources; 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, ainsi que 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.

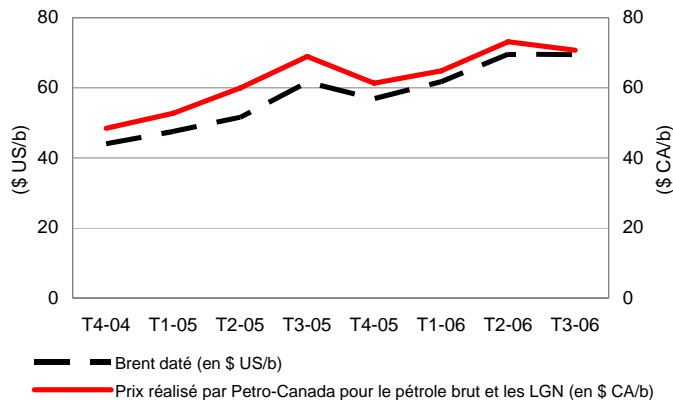
Le terme baril équivalent pétrole (bep) utilisé dans ce rapport peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes en un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits.

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 25.

AMONT

Pétrole brut

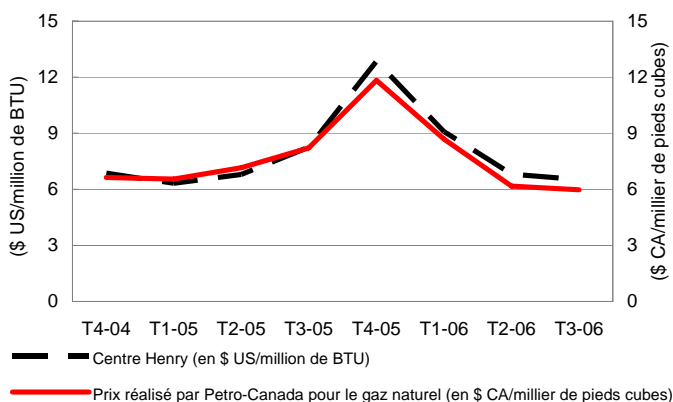


Les événements géopolitiques et la spéculation sur le marché se sont traduits par une volatilité accrue des prix au cours du troisième trimestre. Le prix du pétrole Brent daté avait atteint un nouveau sommet de près de 80,00 \$ US/baril (b) au début d'août, mais était retombé au-dessous de 60,00 \$ US/b à la fin de septembre. Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 69,49 \$ US/b au troisième trimestre de 2006, en hausse de 13 % par rapport à 61,54 \$ US/b au troisième trimestre de 2005. Au troisième trimestre de 2006, la valeur du dollar canadien a été en moyenne de 0,89 \$ US, en hausse par rapport à 0,83 \$ US au troisième trimestre de 2005.

Par conséquent, 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 3 %, le prix étant passé de 68,93 \$/b au troisième trimestre de 2005 à 70,76 \$/b au troisième trimestre de 2006.

Au troisième trimestre de 2006, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain est demeuré stable à 13,99 \$ US/b, comparativement à 13,96 \$ US/b au troisième trimestre de 2005. Au Canada, l'écart de prix entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a diminué pour atteindre 21,62 \$/b au troisième trimestre de 2006, par rapport à 22,61 \$/b au troisième trimestre de 2005.

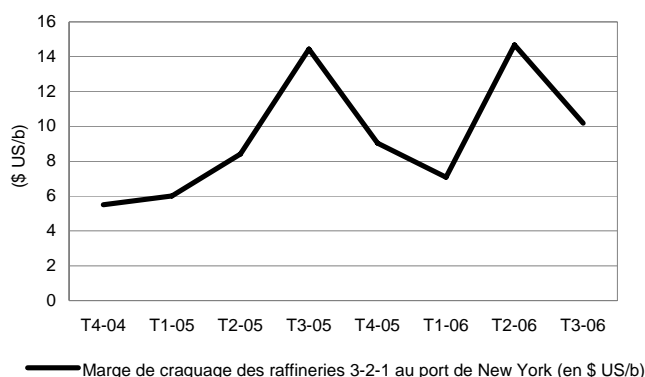
Gaz naturel



Les prix du gaz naturel nord-américain ont également été volatils au cours du trimestre, les prix du gaz naturel au centre Henry étant passés d'environ 8,00 \$ US/million de BTU à la fin de juillet à environ 4,00 \$ US/million de BTU à la fin de septembre. Ce recul reflète les niveaux élevés de gaz naturel en stockage. Au troisième trimestre de 2006, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 6,53 \$ US/million de BTU, en baisse de 21 % par rapport à 8,25 \$ US/million de BTU au troisième trimestre de 2005.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour le gaz de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 5,97 \$/millier de pi³ au troisième trimestre de 2006, en baisse de 27 % par rapport à 8,22 \$/millier de pi³ au troisième trimestre de 2005, ce qui reflète les tendances des prix du marché.

AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ont été en moyenne de 10,18 \$ US/b au troisième trimestre de 2006; ce niveau est supérieur à la marge historique sur cinq ans mais représente une baisse de près de 30 % par rapport à 14,43 \$ US/b au troisième trimestre de 2005. La marge de craquage des raffineries au troisième trimestre de l'an dernier avait été amplifiée en raison de l'impact de l'ouragan Katrina sur la capacité de raffinage de la côte américaine du Golfe du Mexique. Les marges de craquage sur l'essence ont fait passer la marge de craquage 3-2-1 au port de New York d'un niveau élevé de 20,00 \$ US/b au plus fort de la saison de conduite estivale aux États-Unis à un bas niveau de 3,00 \$ US/b vers la fin de septembre.

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

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/b)	69,49	61,54	66,96	53,54
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/b)	70,48	63,19	68,22	55,40
Écart de prix FAB Brent daté-Maya (en \$ US/b)	13,99	13,96	14,32	13,48
Edmonton Light (en \$ CA/b)	79,60	76,90	75,94	68,39
Écart de prix FAB Edmonton Light/ Western Canada Select (WCS) (en \$ CA/b)	21,62	22,61	23,30	24,13
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	6,53	8,25	7,47	7,12
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	6,29	8,52	7,50	7,73
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/b)	10,18	14,43	10,64	9,62
Taux de change (en cents US/\$ CA)	89,2	83,2	88,3	81,7
Prix réalisés moyens – activités poursuivies				
Pétrole brut et LGN (en \$/b)	70,76	68,93	69,33	60,42
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	6,06	8,03	7,07	7,27

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 (en millions de dollars)	Incidence sur le bénéfice net annuel (en \$/action) ⁽³⁾
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 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 de 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 se traduire par une croissance annuelle moyenne de la production tirée des activités poursuivies de 8 % à 11 % entre 2005 et 2008. Maintenant que les projets réglementaires sont achevés dans le secteur Aval, les investissements de Petro-Canada seront davantage consacrés aux 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 d'investissement au sujet d'un nouveau cokeur pour la raffinerie de Montréal sera prise en 2007. De plus, la Société commence à élaborer la prochaine 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"> • le démarrage de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude a permis d'atteindre une production record au cours du trimestre; • la production de White Rose s'est accélérée et s'est chiffrée en moyenne à 104 700 b/j (28 800 b/j nets) durant le trimestre; • nous avons acheté des propriétés de sables pétrolifères additionnelles adjacentes à MacKay River en vue d'un futur agrandissement; • nous avons retenu des appareils de forage pour la réalisation des programmes d'exploration de 2007 et de 2008 dans le secteur International. • nous avons poursuivi la déshydratation de puits de méthane de houille dans les Rocheuses américaines; et • nous avons mis en production la plateforme de production pétrolière De Ruyter, en mer du Nord, le 30 septembre 2006.
<p>FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons affiché un indice de fiabilité d'environ 98 aux raffineries d'Edmonton et de Montréal; • nous avons accru les ventes des dépanneurs de 10 % et les ventes des établissements comparables de 8 % pour le trimestre; et • nous avons achevé la révision de Terra Nova, qui visait à satisfaire des exigences réglementaires et à 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/capital total de 21,9 % et un ratio dette/flux de trésorerie de 0,7 fois; et • nous avons racheté 2,9 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 46,51 \$/action pour un coût total de 135 millions \$.
<p>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons converti les terminaux d'approvisionnement au carburant diesel à très faible teneur en soufre, fournissant ainsi aux consommateurs un carburant à combustion plus propre.

JALONS STRATÉGIQUES4^e trimestre 20061^{er} trimestre 20072^e trimestre 2007

- démarrage d'installations de production en mer du Nord (L5b-C et Buzzard); et
- dépôt de la demande commerciale pour l'usine de valorisation de Sturgeon County.

- accélération de la production de Buzzard; et
- obtention de la décision réglementaire au sujet du projet d'une usine de regazéification à Gros-Cacouna.

- achèvement du rapport de base du projet et des estimations de coûts préliminaires pour Fort Hills;
- achèvement des travaux d'accroissement de la capacité de l'usine à MacKay River;
- achèvement du plan de forage original à Terra Nova;
- accélération continue de la production de Buzzard; et
- achèvement de l'intégration de la raffinerie de Montréal et de l'usine de produits pétrochimiques de Chimie ParaChem s.e.c., avec réalisation de synergies inter-installations.

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)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre				Neuf mois terminés le 30 septembre			
	2006	<i>(en \$/ action)</i>	2005	<i>(en \$/ action)</i>	2006	<i>(en \$/ action)</i>	2005	<i>(en \$/ action)</i>
Bénéfice net	678	\$ 1,36	\$ 614	1,19	\$ 1 356	\$ 2,68	\$ 1 077	\$ 2,07
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	–		21		152		52	
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	678	\$ 1,36	\$ 593	\$ 1,14	\$ 1 204	\$ 2,38	\$ 1 025	\$ 1,97
Conversion de devises étrangères ⁽¹⁾	(1)		74		59		78	
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard ⁽²⁾	79		(85)		(207)		(569)	
Gain à la vente d'éléments d'actif	3		7		21		16	
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	597	\$	597	\$	1 331	\$	1 500	\$
Rémunération à base d'actions	31		(35)		(10)		(57)	
Ajustements d'impôt	–		–		(185)		–	
Récupération de coûts liés à la fermeture de la raffinerie d'Oakville	–		3		–		2	
Produits (suppléments) d'assurance ⁽³⁾	2		(9)		2		(44)	
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	564	\$ 1,13	\$ 638	\$ 1,23	\$ 1 524	\$ 3,01	\$ 1 599	\$ 3,08
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	–		21		18		52	
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	564	\$ 1,13	\$ 659	\$ 1,27	\$ 1 542	\$ 3,05	\$ 1 651	\$ 3,18

(1) 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.

(2) 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.

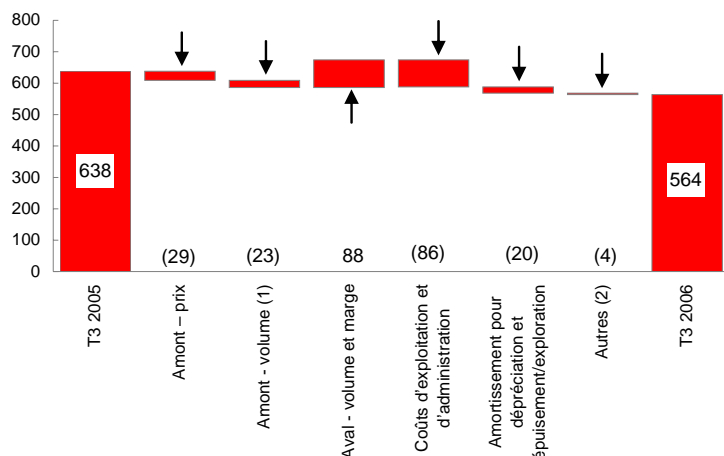
(3) Les suppléments de primes d'assurance comprennent des charges à payer et des suppléments au titre des polices d'Oil Insurance Ltd. (OIL) et de sEnergy Insurance Ltd. (sEnergy). OIL est une mutuelle d'assurance qui assure les dommages matériels dans le secteur de l'énergie. sEnergy était une mutuelle d'assurance qui fournissait 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 au troisième trimestre de 2006 comprend une récupération de 31 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, un supplément de primes d'assurance de 23 millions \$ et des produits d'assurance de 25 millions \$ liés à la défaillance des boîtes d'engrenages du générateur d'électricité principal à bord du NPSD de Terra Nova et à l'incendie à l'unité de production d'hydrogène en 2005 à Syncrude. Au troisième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies comprenait les éléments inhabituels suivants : une charge de 35 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, un supplément de primes d'assurance de 11 millions \$, une récupération de 3 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada et des produits d'assurance de 2 millions \$ liés au démarrage retardé de Terra Nova.

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 3^e TRIMESTRE 2006 COMPARATIVEMENT AU 3^e TRIMESTRE 2005

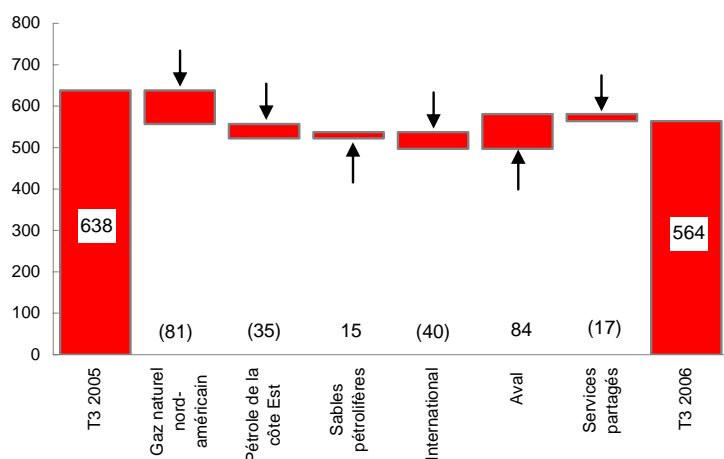
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a diminué pour atteindre 564 millions \$ (1,13 \$/action) au troisième trimestre de 2006, comparativement à 638 millions \$ (1,23 \$/action) au troisième trimestre de 2005. Les prix réalisés moindres du gaz naturel et les coûts d'exploitation et d'administration plus élevés ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés accrues du pétrole brut et des LGN et par les marges de raffinage accrues réalisées par le secteur Aval.

- (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 principalement les intérêts débiteurs, la conversion de devises étrangères, les modifications des taux d'imposition effectifs 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 12 % pour atteindre 564 millions \$ au troisième trimestre de 2006, comparativement à 638 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Cette diminution du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels pour le troisième trimestre reflète le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus faible des secteurs Gaz naturel nord-américain, International et Pétrole de la côte Est et les coûts légèrement plus élevés des Services partagés, contrebalancés partiellement par le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus élevé des secteurs Aval et Sables pétroliers.

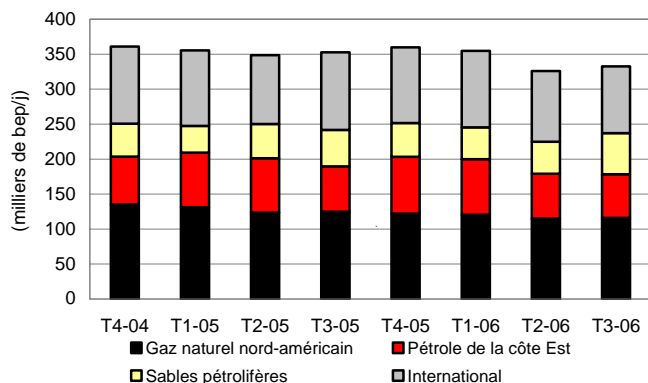
Le bénéfice net au troisième trimestre de 2006 a été de 678 millions \$ (1,36 \$/action), comparativement à 614 millions \$ (1,19 \$/action) à la même période de 2005. Le bénéfice net comprend le bénéfice net lié aux activités abandonnées, les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères, les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard, ainsi que les gains ou les pertes à la vente d'éléments d'actif. Le bénéfice net a été plus élevé au troisième trimestre de 2006 qu'au troisième trimestre de 2005 en raison d'un gain non réalisé sur la couverture associée à Buzzard, comparativement à une perte non réalisée l'an dernier, contrebalancé partiellement par des pertes à la conversion de devises étrangères comparativement à des gains à la conversion de devises étrangères l'an dernier.

Au troisième trimestre de 2006, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont été de 1 085 millions \$ (2,17 \$/action), en hausse par rapport à 1 001 millions \$ (1,93 \$/action) au même trimestre de 2005.

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 présentés font référence à la participation directe nette avant redevances, à moins d'indication contraire.



La production tirée des activités poursuivies au troisième trimestre de 2006 s'est chiffrée en moyenne à 333 000 bep/j, en baisse par rapport à 353 000 bep/j à la même période de 2005. L'arrêt de Terra Nova et l'épuisement naturel des gisements en mer du Nord et dans le secteur Gaz naturel nord-américain ont été contrebalancés partiellement par l'ajout de la production de White Rose et par les volumes accrus dans le secteur Sables pétrolifères. La production du secteur Pétrole de la côte Est reflète l'absence de production à Terra Nova au troisième trimestre de 2006, alors que le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) faisait l'objet d'une révision planifiée.

Gaz naturel nord-américain

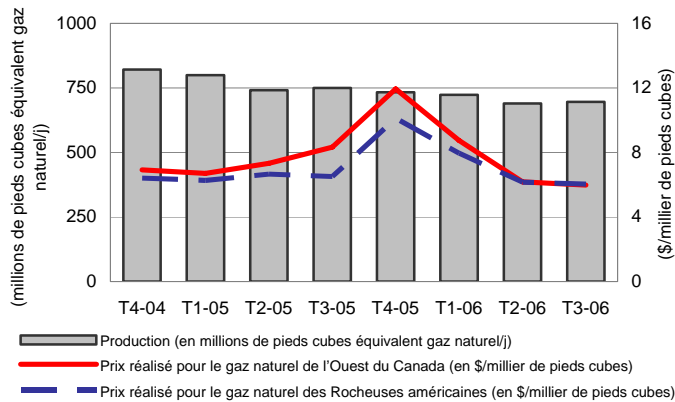
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net	78	156	314	376
Gain à la vente d'éléments d'actif	3	–	3	–
Bénéfice d'exploitation	75	156	311	376
Suppléments de primes d'assurance	(1)	(1)	(1)	(2)
Ajustements d'impôt	–	–	6	–
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	76	157	306	378
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	165	307	603	774

Petro-Canada continue de se concentrer sur le développement de sa position dans le secteur du gaz naturel non classique. Les dépenses en immobilisations planifiées pour 2006 ne sont pas touchées par les prix plus faibles du gaz naturel, ce qui reflète la perspective à long terme de la Société en matière d'investissement.

Au troisième trimestre de 2006, le secteur Gaz naturel nord-américain a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 76 millions \$, comparativement à un bénéfice de 157 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Une diminution des prix réalisés et des volumes, combinée à des coûts d'exploitation, un amortissement pour dépréciation et épuisement et des frais d'exploration accrus, ont contribué à réduire le bénéfice d'exploitation. 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 78 millions \$, en baisse par rapport à 156 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2006 comprend un gain à la vente d'éléments d'actif de 3 millions \$ et un supplément de primes d'assurance de 1 million \$. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2005 comprenait un supplément de primes d'assurance de 1 million \$.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



La production du secteur Gaz naturel nord-américain au troisième trimestre de 2006 est en baisse de 7 % par rapport à la même période de 2005. La production inférieure reflète l'épuisement naturel prévu des gisements et les activités de maintenance planifiées dans des installations de traitement de l'Ouest du Canada.

Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines au troisième trimestre de 2006 accusent des baisses de 28 % et de 7 %, respectivement, par rapport au même trimestre de 2005 en raison des tendances des prix du marché.

	Troisième trimestre 2006	Troisième trimestre 2005
Production (en millions de pi ³ équivalent gaz naturel/j) ⁽¹⁾		
Ouest du Canada	639	698
Rocheuses américaines	57	52
Production totale – Gaz naturel nord-américain	696	750
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi ³) ⁽¹⁾	5,97 \$	8,33 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi ³) ⁽¹⁾	6,03 \$	6,51 \$

(1) Pour connaître la production de pétrole brut et de LGN du secteur Gaz naturel nord-américain ainsi que les prix moyens réalisés, consultez les pages 24 et 25 respectivement.

Dans l'Ouest du Canada, la Société a accéléré son programme planifié de forage de puits de gaz de réservoir étanche peu profond dans la région de Medicine Hat. À la fin du troisième trimestre, 180 puits avaient été forés sur les 400 prévus en 2006 et 350 puits additionnels sont planifiés pour 2007.

Petro-Canada vise une production accrue de méthane de houille dans les Rocheuses américaines. Quatre projets, Wild Turkey, North Shell Draw, Cedar Draw et Kingsbury, devraient contribuer à accroître la production de gaz naturel tiré du méthane de houille en 2007. La production accrue fait suite à une période de déshydratation, qui abaisse la pression dans les filons de houille, menant à la percée et à la production du gaz naturel.

Avec les permis de traitement d'eau en place, la déshydratation des filons de houille a continué de s'accélérer dans les Rocheuses américaines. La percée du gaz naturel au champ Wild Turkey s'est produite au cours du troisième trimestre, ce qui s'est traduit par une production de gaz naturel moyenne de 5 millions de pi³/j.

Autres activités

Une décision réglementaire au sujet du terminal de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) à Gros-Cacouna, au Québec, a été légèrement reportée. La Société s'attend maintenant à obtenir une décision réglementaire au premier trimestre de 2007.

Au troisième trimestre de 2006, la Société a participé avec succès à une vente aux enchères, achetant 301 000 acres nettes en Alaska pour la somme de 4,7 millions \$. Lorsque les concessions seront délivrées, cet achat portera la position foncière totale de Petro-Canada dans la région de la National Petroleum Reserve-Alaska et des avant-monts à 1 574 000 acres nettes de concessions et de terrains en option. Cet investissement est aligné sur la stratégie de Petro-Canada consistant à élaborer un programme d'exploration équilibré dans l'avenir.

Pétrole de la côte Est

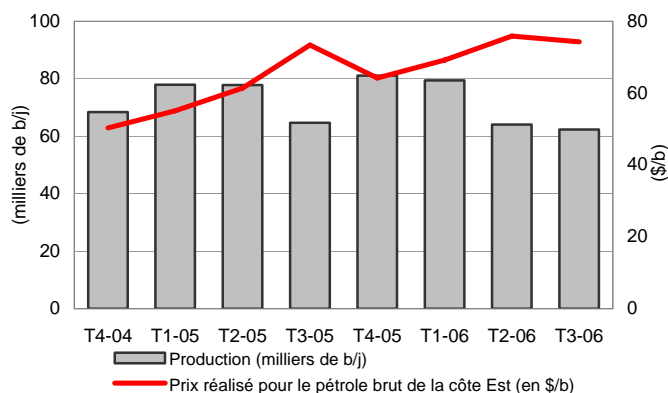
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net et bénéfice d'exploitation ⁽¹⁾	190	218	673	595
Suppléments de primes d'assurance	(8)	(4)	(8)	(18)
Produits d'assurance liés à Terra Nova	13	2	13	2
Ajustements d'impôt	–	–	37	–
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	185	220	631	611
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	223	279	781	799

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut dans le secteur Pétrole de la côte Est ont réduit le bénéfice net de 12 millions \$ avant impôts (7 millions \$ après impôts) et augmenté le bénéfice net de 13 millions \$ avant impôts (9 millions \$ après impôts) pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement. (Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) et réduit le bénéfice net de 16 millions \$ avant impôts (10 millions \$ après impôts) pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement.)

Avec l'achèvement de la révision en cale sèche du NPSD de Terra Nova, l'attention se tourne vers la remise en service du navire et le retour à la production. L'installation White Rose a continué de fonctionner de façon fiable au cours du trimestre et la production s'est élevée en moyenne à 104 700 b/j (28 800 b/j nets).

Au troisième trimestre de 2006, le secteur Pétrole de la côte Est a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 185 millions \$, en baisse par rapport à 220 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Les volumes plus faibles à Terra Nova et à Hibernia et les coûts d'exploitation plus élevés ont été contrebalancés en partie par la production de White Rose. Les coûts d'exploitation accrus reflètent les coûts de la révision du NPSD de Terra Nova et la première année d'exploitation de White Rose.

Le bénéfice net du secteur Pétrole de la côte Est a été de 190 millions \$ au troisième trimestre de 2006, en baisse par rapport à 218 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2006 comprend des produits d'assurance de 13 millions \$ liés à la défaillance mécanique des boîtes d'engrenages des deux générateurs d'électricité du NPSD de Terra Nova, ainsi qu'un supplément de primes d'assurance de 8 millions \$. Au troisième trimestre de 2005, le bénéfice net comprenait une charge de 4 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance et des produits d'assurance de 2 millions \$ liés au démarrage retardé de Terra Nova.

Production et prix – Pétrole de la côte Est

La production du secteur Pétrole de la côte Est au troisième trimestre de 2006 est en baisse de 4 % par rapport à la même période de 2005. La production plus faible reflète l'arrêt planifié de Terra Nova et les volumes moindres à Hibernia en raison de la maintenance à l'installation. Ces diminutions ont été contrebalancées partiellement par l'ajout de la production de White Rose.

Les prix réalisés du pétrole brut par le secteur Pétrole de la côte Est au troisième trimestre de 2006 affichent une hausse de 1 % par rapport au troisième trimestre de 2005.

	Troisième trimestre 2006	Troisième trimestre 2005
Production <i>(en b/j)</i>		
Terra Nova	–	27 300
Hibernia	33 500	37 400
White Rose	28 800	–
Total – Pétrole de la côte Est	62 300	64 700
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut <i>(en \$/b)</i>	74,26 \$	73,37 \$

Révisions planifiées

Les travaux d'inspection réglementaire et d'amélioration de la fiabilité du NPSD de Terra Nova se sont achevés au cours du trimestre. Les travaux relatifs à la fiabilité ont inclus une augmentation de 50 % de la capacité des quartiers d'habitation à bord afin de pouvoir faire davantage de maintenance systématique, des réparations aux boîtes d'engrenages des deux générateurs d'électricité et des améliorations au système de compression de gaz. Le NPSD est de retour à l'emplacement du champ et de nouveau attaché au fond marin au moyen du système d'amarrage du navire. La production devrait reprendre au début de novembre. La quote-part du coût total de la révision assumée par Petro-Canada s'élève à environ 77 millions \$.

Au cours du trimestre, le NPSD du champ White Rose, le Sea Rose, a subi avec succès une révision de maintenance planifiée qui s'est déroulée conformément à l'échéancier et aux prévisions budgétaires. Aucune activité de révision n'est planifiée dans le secteur Pétrole de la côte Est au quatrième trimestre de 2006.

Redevances sur la côte Est

Au troisième trimestre de 2006, les redevances versées par le secteur Pétrole de la côte Est ont été en moyenne de 3 %, en baisse par rapport à 7 % au troisième trimestre de 2005. Étant donné l'arrêt de Terre Nova pour la révision, il n'y a pas eu de production sur laquelle une redevance était payable au troisième trimestre. Au troisième trimestre de 2006, la production tirée de White Rose et d'Hibernia a continué d'être assujettie à des redevances de base de 1 % et de 5 % des produits d'exploitation bruts du champ, respectivement.

Sables pétrolifères

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net ⁽¹⁾	108	85	190	100
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	3	–	3
Bénéfice d'exploitation	108	82	190	97
Suppléments de primes d'assurance	(2)	(1)	(2)	(4)
Produits d'assurance liés à Syncrude	12	–	12	–
Ajustements d'impôt	–	–	44	–
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	98	83	136	101
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	196	166	333	290

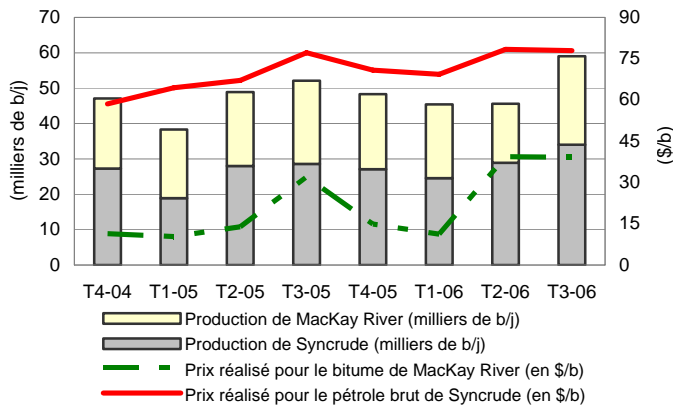
(1) Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont réduit le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) et de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement. (Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 5 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement.)

Au troisième trimestre, la production des installations de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude a continué de s'accroître, contribuant à des niveaux de production records. En même temps, la Société a augmenté à ses ressources en sables pétrolifères *in situ* avec l'achat de concessions additionnelles adjacentes à MacKay River.

Le secteur Sables pétrolifères a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 98 millions \$ au troisième trimestre de 2006, en hausse par rapport à 83 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Les prix réalisés accrus pour le pétrole brut de Syncrude et le bitume de MacKay River, ainsi que les volumes plus élevés et les coûts d'exploitation plus bas, se sont traduits par une augmentation du bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels. Les coûts d'exploitation légèrement plus faibles à Syncrude reflètent les coûts moindres du gaz naturel, contrebalancés en partie par les coûts de mise en service et de démarrage des installations de la troisième phase d'agrandissement, ainsi que les coûts accrus liés à la rémunération au rendement. Les coûts d'exploitation à MacKay River ont été légèrement plus élevés en raison des coûts de maintenance associés à la réparation d'équipement critique, contrebalancés partiellement par les coûts plus faibles du gaz naturel.

Au troisième trimestre de 2006, le bénéfice net des Sables pétrolifères a été de 108 millions \$, en hausse par rapport à un bénéfice net de 85 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2006 comprend des produits d'assurance de 12 millions \$ liés à Syncrude en raison de l'incendie à l'unité de production d'hydrogène en 2005 et un supplément de prime d'assurance de 2 millions \$. Au troisième trimestre de 2005, le bénéfice net comprenait un supplément de prime d'assurance de 1 million \$ et un gain de 3 millions \$ à la vente d'éléments d'actif.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production de Syncrude au troisième trimestre de 2006 est en hausse de 19 % par rapport au troisième trimestre de 2005, ce qui reflète le démarrage de la troisième phase d'agrandissement. Les prix réalisés par Syncrude au troisième trimestre de 2006 affichent une augmentation de 1 % par rapport au troisième trimestre de 2005.

Syncrude a entrepris l'alimentation en bitume de son nouveau coqueur 8-3 le 30 août 2006, permettant la mise en service et l'accroissement graduel de la production de toutes les unités de la troisième phase d'agrandissement. À pleine capacité, la troisième phase d'agrandissement devrait ajouter environ 12 000 b/j nets à la production de Petro-Canada.

La production de MacKay River au troisième trimestre de 2006 est en hausse de 6 % par rapport au troisième trimestre de 2005, reflétant la production accrue provenant du troisième emplacement de puits. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River au troisième trimestre de 2006 affichent une augmentation de 22 % par rapport au troisième trimestre de 2005.

	Troisième trimestre 2006	Troisième trimestre 2005
Production (en b/j)		
Syncrude	34 000	28 600
MacKay River	25 000	23 500
Production totale – Sables pétrolifères	59 000	52 100
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/b)	77,91 \$	77,16 \$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/b)	39,13 \$	31,98 \$

Projet Fort Hills

Durant la phase initiale, la production de la mine devrait être de l'ordre de 150 000 b/j à 170 000 b/j de bitume. On s'attend à ce que l'usine de valorisation, qui pourrait être en service d'ici 2011, produise entre 130 000 b/j et 145 000 b/j de pétrole brut synthétique. La Société prévoit achever le rapport de base du projet et les estimations de coûts préliminaires durant la première moitié de 2007.

Révisions

L'usine *in situ* de MacKay River a entrepris sa révision de maintenance planifiée d'une durée de 7 jours à la fin de septembre. La révision s'est achevée avec succès au début d'octobre.

Autres activités

Au troisième trimestre, la Société a acheté, pour 30 millions \$, 13 concessions de sables pétrolifères additionnelles, d'une superficie totale de 31 232 hectares, immédiatement adjacentes aux installations de mise en valeur *in situ* existantes de Petro-Canada à MacKay River. La mise en valeur *in situ* continue d'être un important élément de la stratégie intégrée globale de Petro-Canada dans le secteur des sables pétrolifères.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies ⁽¹⁾	139	\$ 19	(205)	\$ (267)
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	79	(85)	(207)	(569)
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	–	13	–
Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) aux activités poursuivies	60	\$ 104	(11)	\$ 302
Suppléments de primes d'assurance	(6)	(2)	(6)	(8)
Ajustements d'impôt	–	–	(242)	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	66	\$ 106	237	\$ 310
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	132	\$ 175	522	\$ 597

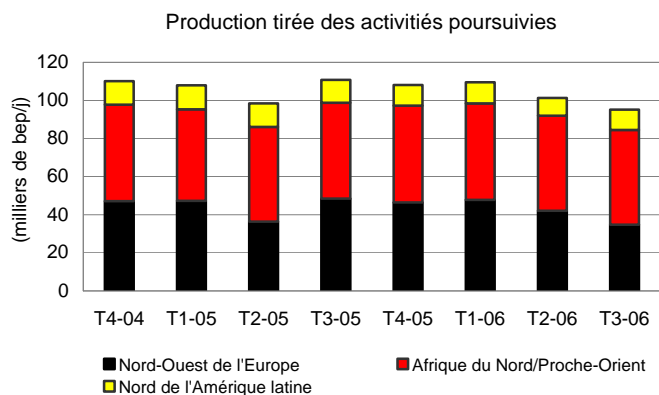
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont réduit le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 2 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) et réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 35 millions \$ avant impôts ((3) millions \$ après impôts) pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement. (Le même facteur a réduit le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 15 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) et la perte nette liée aux activités poursuivies de 17 millions \$ avant impôts (néant million \$ après impôts) pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement.)

La plateforme de production pétrolière De Ruyter de la Société dans le Nord-Ouest de l'Europe a été mise en service, tandis que les projets Buzzard et L5b-C sont sur la bonne voie pour démarrer au cours du quatrième trimestre de 2006. Petro-Canada a équilibré davantage son programme d'exploration au troisième trimestre en retenant des appareils de forage pour les programmes de puits de 2007 et de 2008.

Le secteur International a dégagé un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 66 millions \$ au troisième trimestre de 2006, comparativement à 106 millions \$ au troisième trimestre de 2005. La production plus faible, l'augmentation du taux d'imposition au Royaume-Uni et l'appréciation du dollar canadien ont été contrebalancées en partie par l'effet positif des prix réalisés élevés des marchandises et des frais d'exploration plus bas. Au troisième trimestre de 2006, les coûts d'exploitation ont été plus élevés qu'au même trimestre de l'an dernier en raison d'ajustements liés aux stocks.

Au troisième trimestre de 2006, le bénéfice net lié aux activités poursuivies du secteur International a été de 139 millions \$, comparativement à 19 millions \$ au troisième trimestre de 2005. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au troisième trimestre de 2006 comprend un gain non réalisé de 79 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et un supplément de primes d'assurance de 6 millions \$. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au troisième trimestre de 2005 comprenait une perte non réalisée de 85 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et un supplément de primes d'assurance de 2 millions \$.

Production et prix – International



La production tirée des activités poursuivies du secteur International est en baisse de 14 % par rapport au troisième trimestre de 2005.

La production provenant des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord a diminué, reflétant l'épuisement naturel prévu des gisements et les arrêts de maintenance planifiés.

La production en Libye est demeurée relativement stable par rapport au troisième trimestre de 2005.

	Troisième trimestre 2006	Troisième trimestre 2005
Production tirée des activités poursuivies (<i>en bep/j</i>)		
Secteur britannique de la mer du Nord	24 400	35 400
Secteur néerlandais de la mer du Nord	<u>10 400</u>	<u>13 000</u>
Nord-Ouest de l'Europe	34 800	48 400
Afrique du Nord/Proche-Orient	49 700	50 400
Nord de l'Amérique latine	10 700	12 000
Production totale – International	95 200	110 800
Prix réalisés moyens pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies (<i>en \$/b</i>)	75,46 \$	73,45 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies (<i>en \$/millier de pi³</i>)	6,68 \$	6,53 \$

La production moindre à Trinité-et-Tobago est attribuable aux activités de maintenance planifiées portant sur les deuxième et troisième trains de l'installation d'Atlantic LNG, qui ont été contrebalancées en partie par l'ajout de la capacité additionnelle d'un quatrième train.

Les prix réalisés pour la production tirée des activités poursuivies du secteur International sont demeurés élevés, les prix réalisés pour le pétrole brut et les LGN au troisième trimestre de 2006 affichant une augmentation de 3 % par rapport à la même période de 2005. Les prix réalisés pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies du secteur International ont eux aussi augmenté au troisième trimestre de 2006, affichant une hausse de 2 % par rapport à la même période l'an dernier.

Nord-Ouest de l'Europe

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, le champ pétrolifère De Ruyter a été mis en production le 30 septembre 2006, conformément à l'échéancier et aux prévisions budgétaires. La mise en valeur du champ L5b-C se poursuit conformément à l'échéancier et aux prévisions budgétaires en vue d'une production initiale au quatrième trimestre de 2006. Les deux projets devraient ajouter 13 000 bep/j nets à la production de Petro-Canada en 2007.

La mise en valeur du champ Buzzard continue de se dérouler conformément à l'échéancier et aux prévisions budgétaires et les travaux de raccordement et de mise en service en mer sont achevés à plus de 75 %. On s'attend à une mise en production vers la fin de 2006 et on prévoit atteindre la pleine production vers le milieu de 2007.

Afrique du Nord et Proche-Orient

En Libye, des interruptions continues de l'approvisionnement en électricité et des retards dans le forage ont limité la production au troisième trimestre. Au quatrième trimestre, Petro-Canada a l'intention de forer deux puits de développement pour maintenir les niveaux de production actuels, ainsi qu'un puits d'exploration.

En Syrie, la Société fait progresser son programme d'exploration dans le bloc II avec la réalisation prévue d'une campagne sismique de 400 kilomètres au quatrième trimestre de 2006 et le forage d'un premier puits d'exploration en 2007.

En Tunisie, la Société a renoncé à sa participation de 72,5 % dans le bloc Melitta.

Nord de l'Amérique latine

À Trinité-et-Tobago, la Société cherche à obtenir les approbations environnementales pour ses plans de forage d'exploration dans les blocs 1a, 1b et 22.

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 <i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	– \$	21 \$	152 \$	52 \$
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	–	134	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	– \$	21 \$	18 \$	52 \$
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	– \$	62 \$	17 \$	180 \$
Production <i>(en bep/j)</i>	–	69 400	7 000	71 500
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN <i>(en \$/b)</i>	– \$	68,98 \$	71,84 \$	61,08 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel <i>(en \$/millier de pi³)</i>	– \$	6,95 \$	7,94 \$	6,22 \$

AVAL

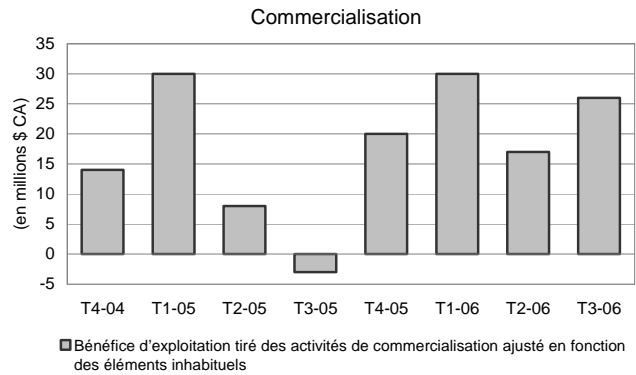
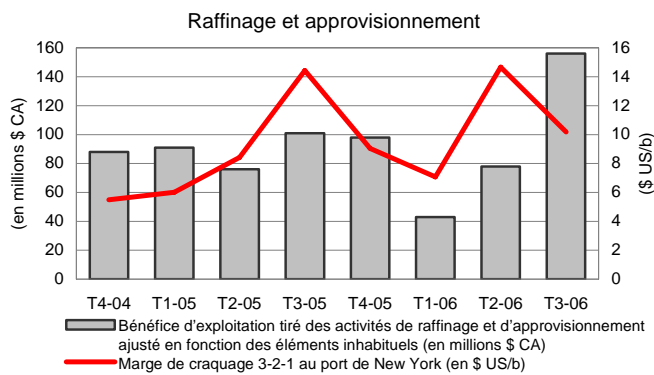
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net	176 \$	102 \$	390 \$	304 \$
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	4	5	13
Bénéfice d'exploitation	176 \$	98 \$	385 \$	291 \$
Suppléments de primes d'assurance	(6)	(3)	(6)	(14)
Récupération de coûts liés à la fermeture de la raffinerie d'Oakville	–	3	–	2
Ajustements d'impôt	–	–	41	–
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	182 \$	98 \$	350 \$	303 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	328 \$	154 \$	612 \$	386 \$

De solides opérations et une fiabilité élevée au cours du trimestre ont permis au secteur Aval de tirer parti de la conjoncture et de réaliser un bénéfice d'exploitation trimestriel record. Petro-Canada a continué de tirer parti de sa stratégie visant à accroître les revenus de source non pétrolière pour compenser l'impact des prix accrus et de la concurrence plus vive sur les marges réalisées sur les produits, avec une croissance sur 12 mois de 9 % des ventes des dépanneurs et de 6 % des ventes des établissements existants.

Au troisième trimestre de 2006, le secteur Aval a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 182 millions \$, en hausse par rapport à 98 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. La Société a réalisé des marges de raffinage accrues au troisième trimestre de 2006, en dépit des marges de craquage de référence de l'industrie moins favorables. Les coûts d'exploitation accrus reflètent principalement les coûts de livraison et d'électricité plus élevés.

Le bénéfice net du secteur Aval a été de 176 millions \$ au troisième trimestre de 2006, comparativement à 102 millions \$ au même trimestre de 2005. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2006 comprend un supplément de primes d'assurance de 6 millions \$. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2005 comprenait un supplément de primes d'assurance de 3 millions \$, une récupération de 3 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada et un gain de 4 millions \$ à la vente d'éléments d'actif.

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



	Troisième trimestre 2006	Troisième trimestre 2005
Bénéfice d'exploitation lié aux activités de raffinage et d'approvisionnement ajusté en fonction des éléments inhabituels (en millions de dollars canadiens)	156 \$	101 \$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/b)	10,18 \$	14,43 \$
Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) aux activités de commercialisation ajusté(e) en fonction des éléments inhabituels (en millions de dollars canadiens)	26 \$	(3) \$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 10,18 \$ US/b au troisième trimestre de 2006, en baisse par rapport à 14,43 \$ US/b au troisième trimestre de 2005. L'écart moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 13,99 \$ US/b au troisième trimestre de 2006, comparativement à 13,96 \$ US/b au troisième trimestre de 2005.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés au troisième trimestre de 2006 affichent une légère augmentation par rapport à la même période l'an dernier, en dépit d'une demande plus faible et de pressions concurrentielles accrues dans l'industrie.

Le segment Raffinage et approvisionnement a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels record de 156 millions \$ au troisième trimestre de 2006, comparativement à 101 millions \$ au même trimestre de 2005. Les résultats reflètent la solide fiabilité des raffineries d'Edmonton et de Montréal combinée aux marges sur le bitume et les produits pétrochimiques et aux marges de raffinage réalisées favorables, en dépit de marges de craquage de référence plus faibles.

Le segment Commercialisation a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 26 millions \$ au troisième trimestre de 2006, en hausse par rapport à une perte de 3 millions \$ au même trimestre de 2005. Les marges dans les circuits Lubrifiants, Ventes au détail et Ventes en gros se sont améliorées avec la diminution des prix des marchandises durant le trimestre.

Activité de révision dans le secteur Aval

Les raffineries de Montréal et d'Edmonton ont planifié des activités de maintenance systématique portant sur différentes unités des raffineries, dont aucune ne devrait être d'une ampleur importante, au quatrième trimestre de 2006.

SOCIÉTÉ

Services partagés <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net (perte nette)	(13)	\$ 13	(158)	\$ (83)
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères	(1)	74	59	78
Perte d'exploitation	(12)	\$ (61)	(217)	\$ (161)
Rémunération à base d'actions	31	(35)	(10)	(57)
Ajustements d'impôt	-	-	(71)	-
Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels	(43)	\$ (26)	(136)	\$ (104)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	41	\$ (80)	(155)	\$ (175)

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 43 millions \$ au troisième trimestre de 2006, comparativement à une perte de 26 millions \$ à la même période en 2005. La perte d'exploitation du troisième trimestre de 2006 comprend une récupération de 31 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions. La perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels au troisième trimestre de 2005 comprenait une charge de 35 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

Les intérêts débiteurs ont été de 41 millions \$ avant impôts au troisième trimestre de 2006, stables par rapport à 39 millions \$ au troisième trimestre de l'an dernier.

Au troisième trimestre de 2006, les Services partagés ont enregistré une perte nette de 13 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 13 millions \$ au troisième trimestre de 2005. La perte nette des Services partagés comprend des pertes à la conversion de devises étrangères liées à la dette à long terme.

Les flux de trésorerie ont subi l'incidence de deux éléments qui occasionnent typiquement des écarts entre le bénéfice et les flux de trésorerie. Les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société ont réduit les flux de trésorerie d'environ 10 millions \$ au cours du trimestre, comparativement à une augmentation de 70 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 augmenté les flux de trésorerie au troisième trimestre d'environ 36 millions \$, comparativement à une diminution de 43 millions \$ au troisième trimestre de 2005.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT**Sommaire des flux de trésorerie**

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 085	\$ 1 001	2 696	\$ 2 671
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	-	62	17	180
Flux de trésorerie	1 085	1 063	2 713	2 851
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :				
activités d'investissement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(765)	(776)	(1 645)	(2 751)
activités de financement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(182)	(177)	(1 080)	128
Augmentation du fonds de roulement hors caisse	(99)	(2)	(97)	(7)
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	39	\$ 108	(109)	\$ 221
Espèces et quasi-espèces	680	\$ 391	680	\$ 391

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 lié aux activités poursuivies de Petro-Canada, une importante mesure de l'effet de levier à court terme, était de 0,7 fois au 30 septembre 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 21,9 % au 30 septembre 2006, légèrement au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	30 septembre 2006	31 décembre 2005	30 septembre 2005
Dette/flux de trésorerie ⁽¹⁾ (en nombre de fois)	0,7	0,8	0,8
Dette/dette plus capitaux propres (en pourcentage)	21,9	23,5	24,3

(1) Lié aux activités poursuivies.

Activités d'exploitation

En excluant les espèces et quasi-espèces et la tranche à court terme de la dette à long terme, le fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation était de 796 millions \$ à la fin du troisième trimestre de 2006, comparativement à un fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation de 656 millions \$ au 31 décembre 2005. Le fonds de roulement déficitaire était plus élevé en raison surtout d'une diminution des débiteurs contrebalancée en partie par une diminution des crédateurs.

Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Amont				
Gaz naturel nord-américain	151 \$	151 \$	485 \$	531 \$
Pétrole de la côte Est	54	98	188	225
Sables pétrolifères	93	117	288	663
International ⁽¹⁾	171	137	467	533
	469	503	1 428	1 952
Aval				
Raffinage et approvisionnement	242	221	717	640
Ventes et marketing	42	20	74	71
Lubrifiants	6	14	44	22
	290	255	835	733
Services partagés	9	2	15	6
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	768	760	2 278	2 691
Charges reportées et autres éléments d'actif	9	14	41	55
Total – activités poursuivies	777	774	2 319	2 746
Activités abandonnées	–	10	1	34
Total	777 \$	784 \$	2 320 \$	2 780 \$

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

Activités de financement

À la fin du troisième trimestre de 2006, les facilités de crédit consortiales consenties à la Société totalisaient 2 000 millions \$. La Société disposait aussi de facilités de crédit à vue bilatérales de 775 millions \$. Un montant total de 1 368 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la couverture de découvert au 30 septembre 2006. Les facilités consortiales fournissent aussi les liquidités nécessaires au soutien du programme de papier commercial de Petro-Canada. Aucun papier commercial n'était en cours à la fin du troisième trimestre de 2006.

Au 30 septembre 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 pour 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 \$
Troisième trimestre	2 891 600	2 400 000	46,51 \$	47,97 \$	135 millions \$	115 millions \$
Cumul annuel	18 778 400	6 333 400	51,14 \$	40,65 \$	961 millions \$	257 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. Durant le troisième 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. Le gain non réalisé évalué à la valeur de marché sur ces contrats associés à Buzzard a été de 79 millions \$ après impôts au troisième trimestre de 2006, comparativement à une perte non réalisée de 85 millions \$ après impôts au troisième trimestre de 2005. Cela est attribuable à la diminution des prix du pétrole au troisième trimestre de 2006 comparativement au deuxième trimestre de 2006.

Au 30 septembre 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 septembre 2006, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 498,2 millions et atteignait une moyenne de 500,1 millions au troisième trimestre de 2006, comparativement à 516,9 millions d'actions ordinaires en circulation au 30 septembre 2005 et une moyenne de 518,1 millions d'actions en circulation pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 26 octobre 2006 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). 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 3200673). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/fr/investor/9259.htm> le 26 octobre 2006 à 9 h, HAE. 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 septembre 2006

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	62,3	64,7	68,6	73,4
Sables pétrolifères	59,0	52,1	50,1	46,5
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	14,2	14,0	14,3	14,9
Nord-Ouest de l'Europe	26,5	38,7	30,8	33,1
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	49,7	50,4	50,1	49,4
	211,7	219,9	213,9	217,3
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	611	666	617	674
Nord-Ouest de l'Europe	50	58	64	66
Nord de l'Amérique latine	64	72	62	73
	725	796	743	813
Production totale liée aux activités poursuivies, nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)	333	353	338	353
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de b/j)	–	65,2	6,8	67,1
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)	–	25	3	26
Production totale tirée des activités abandonnées, nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)	–	69	7	71
Production totale nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)	333	422	345	424
Après redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	60,4	60,4	63,9	69,4
Sables pétrolifères	54,1	51,6	46,3	46,0
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	11,0	10,6	10,9	11,1
Nord-Ouest de l'Europe	26,5	38,7	30,8	33,1
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	44,9	45,0	45,3	43,6
	196,9	206,3	197,2	203,2
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	509	527	493	522
Nord-Ouest de l'Europe	50	58	64	66
Nord de l'Amérique latine	34	27	32	30
	593	612	589	618
Production totale liée aux activités poursuivies, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)	296	308	295	306
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de b/j)	–	19,3	1,8	20,5
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)	–	4	1	4
Production totale tirée des activités abandonnées, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)	–	20	2	21
Production totale, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)	296	328	297	327
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m ³ /j)				
Essences	25,7	25,5	24,5	24,7
Distillats	18,5	18,6	19,3	19,2
Divers, dont les produits pétrochimiques	10,2	9,5	8,2	8,9
	54,4	53,6	52,0	52,8
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m ³ /j)	41,1	39,7	37,7	41,1
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ⁽⁴⁾	101	98	93	95
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ⁽⁵⁾	3,5	1,9	2,7	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 des actifs producteurs syriens, qui ont été vendus en janvier 2006 et 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 septembre 2006

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Pétrole brut et LGN (<i>en \$/b</i>)				
Pétrole de la côte Est	74,26	73,37	73,12	62,75
Sables pétrolifères	61,46	56,78	56,62	47,07
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	69,25	65,51	67,10	58,22
Nord-Ouest de l'Europe	76,46	72,70	74,48	65,66
Afrique du Nord/Proche-Orient	74,92	74,04	74,49	66,92
Total – pétrole brut et LGN tirés des activités poursuivies	70,76	68,93	69,33	60,42
Activités abandonnées	–	68,98	71,84	61,08
Total – pétrole brut et LGN	70,76	68,93	69,40	60,49
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	5,97	8,22	6,96	7,38
Nord-Ouest de l'Europe	8,19	6,37	9,00	6,91
Nord de l'Amérique latine	4,46	6,90	5,28	5,67
Total – gaz naturel tiré des activités poursuivies	6,06	8,03	7,07	7,27
Activités abandonnées	–	6,95	7,94	6,22
Total – gaz naturel	6,06	8,01	7,07	7,26

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

TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS
30 septembre 2006

<i>(en pourcentage du produit des ventes)</i>	Trois mois terminé le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Gaz naturel nord-américain	17 %	21 %	21 %	23 %
Pétrole de la côte Est	3 %	7 %	7 %	5 %
Sables pétrolifères	8 %	1 %	7 %	1 %
International				
Nord-Ouest de l'Europe	–	–	–	–
Afrique du Nord/Proche-Orient	10 %	11 %	10 %	12 %
Nord de l'Amérique latine	47 %	63 %	49 %	59 %
Total – activités poursuivies	11 %	13 %	13 %	13 %
Activités abandonnées	–	71 %	74 %	70 %
Total	11 %	22 %	14 %	23 %

DONNÉES SUR LES ACTIONS
30 septembre 2006

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	500,1	518,1	505,9	519,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	505,8	525,4	512,0	526,2
Bénéfice net – de base (en \$/action)	1,36	1,19	2,68	2,07
– dilué (en \$/action)	1,34	1,17	2,65	2,05
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels				
– de base (en \$/action)	1,13	1,23	3,01	3,08
– dilué (en \$/action)	1,12	1,21	2,98	3,04
Flux de trésorerie (en \$/action)	2,17	2,05	5,36	5,49
Dividendes (en \$/action)	0,10	0,08	0,30	0,23
Bourse de Toronto :				
Cours des actions ⁽¹⁾ – haut	53,30	50,80	58,59	50,80
– bas	42,38	40,33	42,38	29,51
– clôture au 30 septembre	45,01	48,66	45,01	48,66
Actions négociées (en millions)	111,1	139,9	375,6	406,4
Bourse de New York :				
Cours des actions ⁽²⁾ – haut	48,24	43,47	51,11	43,47
– bas	37,78	33,02	37,78	24,15
– clôture au 30 septembre	40,33	41,73	40,33	41,73
Actions négociées (en millions)	32,3	34,4	104,3	76,6

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

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	75 \$	156 \$	311 \$	376 \$
Pétrole de la côte Est	190	218	673	595
Sables pétrolifères	108	82	190	97
International	60	104	(11)	302
Aval	176	98	385	291
Services partagés	(12)	(61)	(217)	(161)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	597 \$	597 \$	1 331 \$	1 500 \$
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères	(1)	74	59	78
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	79	(85)	(207)	(569)
Gain à la vente d'éléments d'actif	3	7	21	16
Activités abandonnées	–	21	152	52
Bénéfice net	678 \$	614 \$	1 356 \$	1 077 \$
Flux de trésorerie				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	959 \$	1 010 \$	2 644 \$	2 498 \$
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies et autres	126	(9)	52	173
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 085 \$	1 001 \$	2 696 \$	2 671 \$
Capital investi moyen ⁽¹⁾				
Amont			8 057 \$	8 342 \$
Aval			4 048	3 185
Services partagés			195	(73)
Total – Société			12 300 \$	11 454 \$
Rendement du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont			22,6	14,3
Aval			12,4	12,4
Total – Société			17,8	14,0
Rendement d'exploitation du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont			23,0	21,6
Aval			12,2	12,0
Total – Société			17,5	18,2
Rendement des capitaux propres ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
			21,9	17,5
Dette				
			2 772 \$	2 903 \$
Espèces et quasi-espèces ⁽¹⁾			680 \$	391 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ⁽²⁾ (en nombre de fois)			0,7	0,8
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)			21,9	24,3

(1) Inclut les activités abandonnées.

(2) Lié aux activités poursuivies.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS *(non vérifiés)***Pour les périodes terminées le 30 septembre 2006***(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005 <i>(note 3)</i>	2006 <i>(note 3)</i>	2005 <i>(note 3)</i>
Produits				
Exploitation	5 065	\$ 4 839	\$ 14 316	\$ 12 780
Revenus de placement et autres produits <i>(note 4)</i>	136	(118)	(197)	(839)
	5 201	4 721	14 119	11 941
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 745	2 469	7 423	6 417
Exploitation, commercialisation et administration	742	750	2 345	2 156
Exploration	57	54	232	194
Amortissement pour dépréciation et épuisement	311	329	958	937
Perte non réalisée (gain non réalisé) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	1	(90)	(70)	(95)
Intérêts	41	39	128	112
	3 897	3 551	11 016	9 721
Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts	1 304	1 170	3 103	2 220
Impôt sur les bénéfices				
Exigibles <i>(note 5)</i>	460	579	1 618	1 417
Futurs <i>(note 5)</i>	166	(2)	281	(222)
	626	577	1 899	1 195
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	678	593	1 204	1 025
Bénéfice net lié aux activités abandonnées <i>(note 3)</i>	-	21	152	52
Bénéfice net	678	\$ 614	\$ 1 356	\$ 1 077
Bénéfice par action lié aux activités poursuivies <i>(note 6)</i>				
De base	1,36	\$ 1,14	\$ 2,38	\$ 1,97
Dilué	1,34	\$ 1,13	\$ 2,35	\$ 1,95
Bénéfice par action <i>(note 6)</i>				
De base	1,36	\$ 1,19	\$ 2,68	\$ 2,07
Dilué	1,34	\$ 1,17	\$ 2,65	\$ 2,05

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS *(non vérifiés)***Pour les périodes terminées le 30 septembre 2006***(en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	7 595	\$ 5 793	\$ 7 018	\$ 5 408
Bénéfice net	678	614	1 356	1 077
Dividendes sur les actions ordinaires	(50)	(52)	(151)	(130)
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	8 223	\$ 6 355	\$ 8 223	\$ 6 355

Voir les notes complémentaires

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS *(non vérifiés)***Pour les périodes terminées le 30 septembre 2006***(en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005 <i>(note 3)</i>	2006 <i>(note 3)</i>	2005 <i>(note 3)</i>
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	678	\$ 614	\$ 1 356	\$ 1 077
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	-	21	152	52
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	678	593	1 204	1 025
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	311	329	958	937
Impôts futurs	166	(2)	281	(222)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	14	12	41	41
Perte non réalisée (gain non réalisé) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	1	(90)	(70)	(95)
Gain à la cession d'éléments d'actif	(4)	(9)	(24)	(23)
Perte non réalisée (gain non réalisé) sur les contrats dérivés associés à Buzzard <i>(note 12)</i>	(117)	135	210	899
Autres	10	5	23	8
Frais d'exploration	26	28	73	101
Produit de la vente de comptes débiteurs <i>(note 7)</i>	-	-	-	80
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies	(126)	9	(52)	(253)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	959	1 010	2 644	2 498
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées <i>(note 3)</i>	-	58	15	144
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	959	1 068	2 659	2 642
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(768)	(770)	(2 279)	(2 725)
Produit de la vente d'éléments d'actif <i>(note 3)</i>	12	8	675	29
Augmentation des charges reportées et autres éléments d'actif	(9)	(14)	(41)	(55)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'investissement	27	(8)	(43)	202
	(738)	(784)	(1 688)	(2 549)
Activités de financement				
Diminution des effets à payer à court terme	-	(24)	-	(303)
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	-	-	-	762
Remboursement sur la dette à long terme	(1)	(2)	(5)	(5)
Produit de l'émission d'actions ordinaires <i>(note 9)</i>	4	16	37	61
Achat d'actions ordinaires <i>(note 9)</i>	(135)	(115)	(961)	(257)
Dividendes sur les actions ordinaires	(50)	(52)	(151)	(130)
Diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement	-	1	-	-
	(182)	(176)	(1 080)	128
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces				
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	39	108	(109)	221
Espèces et quasi-espèces au début de la période	641	283	789	170
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	680	\$ 391	\$ 680	\$ 391

Voir les notes complémentaires

BILAN CONSOLIDÉ (non vérifié)
Au 30 septembre 2006
(en millions de dollars canadiens)

	30 septembre 2006		31 décembre 2005	
			(note 3)	
Actif				
Actif à court terme				
Espèces et quasi-espèces	680	\$	721	\$
Débiteurs (notes 7 et 12)	1 294		1 617	
Stocks	677		596	
Impôts futurs	38		-	
Actif des activités abandonnées (note 3)	-		237	
	2 689		3 171	
Immobilisations corporelles, montant net	17 332		15 921	
Écart d'acquisition	749		737	
Charges reportées et autres éléments d'actif	437		415	
Actif des activités abandonnées (note 3)	-		411	
	21 207	\$	20 655	\$
Passif et capitaux propres				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer (note 12)	2 778	\$	2 854	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	27		82	
Passif des activités abandonnées (note 3)	-		102	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 8)	7		7	
	2 812		3 045	
Dette à long terme (note 8)	2 765		2 906	
Autres éléments de passif (note 12)	1 943		1 888	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 009		923	
Impôts futurs	2 779		2 405	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 9)	1 353		1 362	
Surplus d'apport (note 9)	514		1 422	
Bénéfices non répartis	8 223		7 018	
Écart de conversion de devises étrangères	(191)		(314)	
	9 899		9 488	
	21 207	\$	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 septembre

	Amont												Total consolidé	
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés			
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Produits	(note 3)													
Ventes aux clients	344	\$ 532	\$ 551	\$ 321	\$ 201	\$ 261	\$ 505	\$ 603	\$ 3 464	\$ 3 122	\$ -	\$ -	\$ 5 065	\$ 4 839
Revenus de placement et autres produits ⁽¹⁾	4	-	-	(3)	-	4	114	(132)	11	19	7	(6)	136	(118)
Ventes intersectorielles	99	83	44	103	246	202	-	-	2	3	-	-	-	-
Produits sectoriels	447	615	595	421	447	467	619	471	3 477	3 144	7	(6)	5 201	4 721
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	67	121	166	-	122	163	-	-	2 387	2 188	3	(3)	2 745	2 469
Opérations intersectorielles	1	1	1	1	19	21	-	-	370	368	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	117	109	94	36	103	119	82	79	373	354	(27)	53	742	750
Exploration	40	34	-	-	5	-	12	20	-	-	-	-	57	54
Amortissement pour dépréciation et épuisement	100	91	46	62	37	40	51	77	71	60	6	(1)	311	329
Perte non réalisée (gain non réalisé) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	(90)	1	(90)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41	39	41	39
	325	356	307	99	286	343	145	176	3 201	2 970	24	(2)	3 897	3 551
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	122	259	288	322	161	124	474	295	276	174	(17)	(4)	1 304	1 170
Impôts sur les bénéfices														
Exigibles (note 5)	84	75	113	106	3	(5)	280	328	27	96	(47)	(21)	460	579
Futurs (note 5)	(40)	28	(15)	(2)	50	44	55	(52)	73	(24)	43	4	166	(2)
	44	103	98	104	53	39	335	276	100	72	(4)	(17)	626	577
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	78	\$ 156	\$ 190	\$ 218	\$ 108	\$ 85	\$ 139	\$ 19	\$ 176	\$ 102	\$ (13)	\$ 13	\$ 678	\$ 593
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	151	\$ 151	\$ 54	\$ 98	\$ 93	\$ 117	\$ 171	\$ 137	\$ 290	\$ 255	\$ 9	\$ 2	\$ 768	\$ 760
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	135	\$ 247	\$ 232	\$ 395	\$ 193	\$ 110	\$ 180	\$ 150	\$ 229	\$ 66	\$ (10)	\$ 42	\$ 959	\$ 1 010
Total de l'actif lié aux activités poursuivies	3 770	\$ 3 584	\$ 2 358	\$ 2 272	\$ 2 828	\$ 2 655	\$ 5 324	\$ 4 800	\$ 6 359	\$ 5 288	\$ 568	\$ 397	\$ 21 207	\$ 18 996

⁽¹⁾ Les revenus de placement et autres produits pour le secteur International comprennent des gains non réalisés (pertes non réalisées) sur les contrats dérivés associés à Buzzard de 117 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2006 ((135) millions \$ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2005) (note 12).

⁽²⁾ Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 10 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2006 (10 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2005).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

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

Neuf mois terminés le 30 septembre

	Amont												Total consolidé	
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés		2006	2005
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	(note 3)	(note 3)
Produits														
Ventes aux clients	1 152	\$ 1 415	\$ 1 470	\$ 917	\$ 449	\$ 558	\$ 1 820	\$ 1 632	\$ 9 425	\$ 8 258	\$ -	\$ -	\$ 14 316	\$ 12 780
Revenus de placement et autres produits ⁽¹⁾	5	1	(1)	(3)	-	4	(220)	(867)	13	47	6	(21)	(197)	(839)
Ventes intersectorielles	277	232	201	279	609	483	-	-	9	10	-	-		
Produits sectoriels	1 434	1 648	1 670	1 193	1 058	1 045	1 600	765	9 447	8 315	6	(21)	14 119	11 941
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	203	322	338	-	323	405	-	-	6 558	5 693	1	(3)	7 423	6 417
Opérations intersectorielles	3	5	6	4	36	53	-	-	1 051	942	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	340	310	202	116	366	318	242	267	1 115	1 026	80	119	2 345	2 156
Exploration	112	98	1	-	17	31	102	65	-	-	-	-	232	194
Amortissement pour dépréciation et épuisement	298	275	165	198	98	90	207	209	181	165	9	-	958	937
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(70)	(95)	(70)	(95)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128	112	128	112
	956	1 010	712	318	840	897	551	541	8 905	7 826	148	133	11 016	9 721
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	478	638	958	875	218	148	1 049	224	542	489	(142)	(154)	3 103	2 220
Impôts sur les bénéfices														
Exigibles (note 5)	250	223	346	278	(7)	(27)	948	750	119	267	(38)	(74)	1 618	1 417
Futurs (note 5)	(86)	39	(61)	2	35	75	306	(259)	33	(82)	54	3	281	(222)
	164	262	285	280	28	48	1 254	491	152	185	16	(71)	1 899	1 195
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	314	\$ 376	\$ 673	\$ 595	\$ 190	\$ 100	\$ (205)	\$ (267)	\$ 390	\$ 304	\$ (158)	\$ (83)	\$ 1 204	\$ 1 025
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	485	\$ 531	\$ 188	\$ 225	\$ 288	\$ 663	\$ 467	\$ 533	\$ 835	\$ 733	\$ 15	\$ 6	\$ 2 278	\$ 2 691
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	543	\$ 737	\$ 837	\$ 837	\$ 300	\$ 220	\$ 669	\$ 487	\$ 521	\$ 339	\$ (226)	\$ (122)	\$ 2 644	\$ 2 498
Total de l'actif lié aux activités poursuivies	3 770	\$ 3 584	\$ 2 358	\$ 2 272	\$ 2 828	\$ 2 655	\$ 5 324	\$ 4 800	\$ 6 359	\$ 5 288	\$ 568	\$ 397	\$ 21 207	\$ 18 996

⁽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 210 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 (899 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005) (note 12).

⁽²⁾ Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 24 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 (27 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 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		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	- \$	124 \$	168 ⁽¹⁾ \$	346 \$
Charges				
Exploitation, commercialisation et administration	-	30	6	78
Amortissement pour dépréciation et épuisement	-	40	-	129
	-	70	6	207
Bénéfice lié aux activités abandonnées				
avant impôts	-	54	162	139
Impôts sur les bénéfices	-	33	10	87
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	- \$	21 \$	152 \$	52 \$

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. REVENUS DE PLACEMENT ET AUTRES PRODUITS**

Les revenus de placement et autres produits comprennent des gains nets (pertes nettes) sur les contrats dérivés (*note 12*) de 127 millions \$ et de (207) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 ((125) millions \$ et (884) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005).

5. IMPÔTS FUTURS

La charge d'impôts futurs pour les neuf mois terminés le 30 septembre 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 neuf mois terminés le 30 septembre 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 à court terme d'impôts exigibles pour les neuf mois terminés le 30 septembre 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.

6. 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 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	500,1	518,1	505,9	519,2
Effet de dilution des options sur actions	5,7	7,3	6,1	7,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	505,8	525,4	512,0	526,2

7. 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 neuf mois terminés le 30 septembre 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 septembre 2006, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ avaient été vendus en vertu du programme.

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifiées)

8. DETTE À LONG TERME

	Échéance	30 septembre 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	69		77	
Prêts fiduciaires des concessionnaires des ventes au détail	2012-2014	-		7	
		2 772		2 913	
Tranche à court terme		(7)		(7)	
		2 765	\$	2 906	\$

9. 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'actionariat des employés	1 840 006	37		-
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(18 778 400)	(50)		(911)
Rémunération à base d'actions	-	4		3
Solde au 30 septembre 2006	498 200 510	1 353	\$	514

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 en circulation 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 neuf mois terminés le 30 septembre 2006, la Société a acheté 2 891 600 actions ordinaires pour un coût total de 135 millions \$ et 18 778 400 actions ordinaires pour un coût total de 961 millions \$, respectivement (2 400 000 actions ordinaires pour un coût de 115 millions \$ et 6 333 400 actions ordinaires pour un coût de 257 millions \$ au cours des trois mois et des neuf mois terminés le 30 septembre 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)**10. 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	4 819 100	52	382 335
Options levées	(1 840 006)	20	-
Options annulées	(316 603)	37	(57 594)
Solde au 30 septembre 2006	21 024 108	31 \$	1 483 708

La charge totale enregistrée pour tenir compte de la rémunération à base d'actions a été de (51) millions \$ et de 11 millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement (49 millions \$ et 86 millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005).

11. 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 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	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 \$	30 \$	24 \$
Intérêts débiteurs	21	21	63	63
Rendement prévu de l'actif des régimes	(24)	(22)	(74)	(65)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)	(5)	(3)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	13	9	39	26
	19	15	53	45
Régimes à cotisations déterminées				
	4	4	12	11
	23 \$	19 \$	65 \$	56 \$
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	1 \$	3 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	3	3	9	9
Amortissement de l'obligation transitoire	1	-	3	1
	5 \$	4 \$	15 \$	13 \$

La Société prévoit verser des cotisations d'environ 100 millions \$ à ses régimes de retraite en 2006. Au 30 septembre 2006, des cotisations de 74 millions \$ avaient été versées.

NOTES COMPLÉMENTAIRES *(non vérifiées)***12. INSTRUMENTS FINANCIERS ET DÉRIVÉS**

Les revenus de placement et autres produits comprennent les gains et les pertes non réalisés(es) 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 des gains (pertes) non réalisés(es) de 117 millions \$ et de (210) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement ((135) millions \$ et (899) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005).

Les revenus de placement et autres produits comprennent des gains (pertes) non réalisés(es) sur tous les contrats dérivés de 110 millions \$ et de (217) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement ((133) millions \$ et (890) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005). Au 30 septembre 2006, les débiteurs, les créditeurs et les autres éléments de passif comprennent 1 million \$, 115 millions \$ et 1 321 millions \$, respectivement, relativement aux montants évalués à la valeur de marché non réalisés sur les contrats dérivés.