

2007

## Rapport trimestriel



Pour publication immédiate  
Le 26 juillet 2007

(also published in English)

**Petro-Canada réalise un solide bénéfice au deuxième trimestre;  
la production d'amont continue de croître**

**Points saillants**

- Nous sommes en voie d'enregistrer une croissance de 15 % de la production d'amont, par rapport à 2006
- Nous avons entrepris les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills
- Nous avons renouvelé notre programme de rachat d'actions et racheté 8 millions d'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 805 millions \$ (1,63 \$/action) pour le deuxième trimestre, comparativement à 474 millions \$ (0,94 \$/action) au deuxième trimestre de 2006. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie au deuxième trimestre de 2007 ont été de 1 350 millions \$ (2,74 \$/action), comparativement à 754 millions \$ (1,49 \$/action) au même trimestre de l'an dernier.

Le bénéfice net lié aux activités poursuivies a été de 845 millions \$ (1,71 \$/action) au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 472 millions \$ (0,93 \$/action) à la même période de 2006. 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.

« Notre trimestre record est attribuable à un solide portefeuille intégré, à des activités bien exécutées et à une conjoncture porteuse », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction.

**Résultats du deuxième trimestre**

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Résultats consolidés</b>				
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels <sup>(1)</sup>	805 \$	474 \$	1 385 \$	978 \$
Bénéfice net	845	472	1 435	678
Flux de trésorerie <sup>(2)</sup>	1 350 \$	754 \$	2 516 \$	1 628 \$
<b>Résultats consolidés liés aux activités poursuivies</b> <sup>(3)</sup>				
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels <sup>(1)</sup>	805 \$	474 \$	1 385 \$	960 \$
– en \$/action	1,63	0,94	2,80	1,89
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	845	472	1 435	526
– en \$/action	1,71	0,93	2,90	1,03
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 350	754	2 516	1 611
– en \$/action	2,74	1,49	5,08	3,17
Dividendes – en \$/action	0,13	0,10	0,26	0,20
Programme de rachat d'actions	428	350	515	826
– en millions d'actions	8,0	7,1	10,0	15,9
Dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies	783 \$	775 \$	1 516 \$	1 542 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	493,1	505,3	495,1	508,8

(1) Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels (qui représente le bénéfice net, compte non tenu des gains ou des pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'éléments d'actif, les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard, les évaluations à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, les ajustements d'impôts et les indemnités d'assurance) est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation.

(2) Liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

(3) Le 31 janvier 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente de ses actifs producteurs parvenus à maturité en Syrie. Ces actifs et les résultats associés sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

## Points saillants des résultats d'exploitation

La production tirée des activités poursuivies s'est chiffrée en moyenne à 425 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada au deuxième trimestre de 2007, nettement en hausse par rapport à 326 000 bep/j nets au même trimestre de 2006. Les volumes accrus ont reflété l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter et L5b-C) et la production plus élevée des secteurs Côte Est du Canada et Sables pétrolifères. Cette augmentation a été légèrement contrebalancée par l'épuisement des champs dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production au deuxième trimestre de 2006 avait été réduite par l'arrêt de Terra Nova.

Dans le secteur Aval, une solide exécution, de même que des marges de raffinage sans précédent et une forte demande de produits pétroliers en Amérique du Nord, ont contribué à d'excellents résultats au deuxième trimestre.

La Société met à jour ses prévisions annuelles en ce qui concerne les volumes de production, les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration au milieu de l'exercice. La production d'amont tirée des activités poursuivies pour l'exercice complet devrait se situer dans une fourchette de 400 000 bep/j à 420 000 bep/j en 2007, légèrement supérieure à la fourchette de prévisions de production de 390 000 bep/j à 420 000 bep/j annoncée précédemment. Le programme de dépenses en immobilisations et de frais d'exploration de 2007 devrait totaliser 4 115 millions \$, légèrement en hausse par rapport à l'indication précédente de 4 060 millions \$.

« Nous continuerons de mettre l'accent sur l'exécution, de façon à accroître notre production de 15 % par rapport à l'an dernier et à faire progresser nos cinq projets de croissance majeurs », a souligné M. Brenneman.

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2007	2006	2007	2006
<b>Amont – résultats consolidés</b> <sup>(1)</sup>				
Production avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de barils/jour)	304,3	205,0	292,4	225,2
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	721	726	734	757
Production totale, nette (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) <sup>(2)</sup>	425	326	415	351
Prix réalisés moyens				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/baril)	70,14	73,18	66,73	68,67
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	6,79	6,31	7,06	7,54
<b>Amont – activités poursuivies</b>				
Production tirée des activités poursuivies avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de barils/jour)	304,3	205,0	292,4	215,0
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	721	726	734	753
Production totale, nette (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) <sup>(2)</sup>	425	326	415	340
Prix moyens réalisés – activités poursuivies				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/baril)	70,14	73,18	66,73	68,52
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	6,79	6,31	7,06	7,53
<b>Aval</b>				
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes/jour)	51,7	51,5	52,4	50,7
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage)	102	80	99	89
Bénéfice d'exploitation après impôts du secteur Aval (en cents/litre)	5,4	2,9	4,6	2,3

(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.

## Perspectives

### *Mise à jour sur les activités*

- La révision planifiée de 16 jours à White Rose a été réalisée avec succès en juillet 2007.

### *Jalons des projets majeurs*

- La construction dans le cadre du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton est achevée à 34 % à la fin du deuxième trimestre et progresse conformément aux prévisions en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008
- La décision relative à l'investissement dans un coqueur à Montréal est attendue au quatrième trimestre de 2007
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet gazier en Syrie devraient s'achever au début de 2008
- La décision réglementaire au sujet de l'agrandissement de MacKay River est attendue au troisième trimestre de 2007 et la décision d'approbation devrait être prise au début de 2008
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet Fort Hills devraient être terminées au milieu de 2008 et une décision d'investissement définitive est planifiée pour le troisième trimestre de 2008

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 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

Ken Hall  
Relations avec les investisseurs  
403-296-7859

Michelle Harries  
Communications de la Société  
403-296-3648

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

## RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 26 juillet 2007, est présenté aux pages 4 à 31 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 et le semestre terminé le 30 juin 2007; au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006; aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006; et à la notice annuelle 2006 de la Société datée du 22 mars 2007. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

## MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière et par Petro-Canada pour aider la direction et les investisseurs à analyser le rendement d'exploitation, le levier financier et les liquidités. En outre, le budget d'immobilisations de la Société est préparé en fonction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies prévus avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, car le moment où les débiteurs sont recouverts ou les paiements effectués n'est pas considéré comme pertinent pour l'établissement du budget d'immobilisations. 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. Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels représente le bénéfice d'exploitation, en excluant les évaluations à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, les ajustements d'impôt, ainsi que les indemnités et les suppléments de primes d'assurance. La Société utilise le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels n'ont pas de sens normalisé prescrit par les PCGR du Canada et, par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation, du bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie avec la mesure correspondante en vertu des PCGR est exposé dans les tableaux aux pages 10 et 31 de ce rapport de gestion.

## AVIS JURIDIQUE – RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Ce rapport trimestriel contient des renseignements de nature prospective. De tels renseignements se reconnaissent généralement aux termes utilisés, par exemple, « planifier », « anticiper », « prévoir », « croire », « viser », « avoir l'intention de », « s'attendre à », « estimer », « budgéter », ou d'autres expressions similaires qui suggèrent des résultats futurs ou qui constituent des déclarations au sujet d'une perspective. Voici des exemples de références à des renseignements de nature prospective :

- stratégies et objectifs de l'entreprise
- futures décisions d'investissement
- perspectives (y compris les mises à jour sur les activités et les jalons stratégiques)
- futures dépenses en immobilisations et futurs frais d'exploration et autres
- futurs achats et ventes de ressources
- activités de construction et de réparation
- révisions dans les raffineries et les autres installations
- marges de raffinage prévues
- futurs niveaux de production de pétrole et de gaz naturel et sources de croissance de ceux-ci
- calendriers et résultats de développement et d'agrandissement d'installations
- futurs résultats des activités d'exploration et dates d'ici lesquelles certaines zones pourraient être mises en valeur ou entrer en production
- débits des établissements de détail
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation
- estimation des réserves et des ressources
- redevances et impôts à payer
- estimation de la production sur la durée de vie des champs
- capacité d'exporter du gaz naturel
- futures activités de financement et activités se rapportant au capital (y compris le rachat d'actions ordinaires de Petro-Canada dans le cadre du programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de la Société)
- passif éventuel (y compris l'exposition potentielle à des pertes liées à des contrats de concessionnaires des ventes au détail)
- questions environnementales
- futures approbations réglementaires

De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques et à des incertitudes connus et inconnus. D'autres facteurs 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. De tels facteurs comprennent, sans s'y limiter :

- la capacité de l'industrie
- l'imprécision des estimations des réserves en termes de volumes de pétrole, de gaz naturel et de liquides récupérables à partir de zones de ressources et d'autres sources non actuellement
- les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés
- les fluctuations des prix du pétrole et du gaz
- les marges de raffinage et de commercialisation

- classées en tant que réserves
- les effets des conditions météorologiques et climatiques
  - les résultats des activités de forages d'exploration et de développement et des activités connexes
  - la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements
  - les décisions ou les approbations de tribunaux administratifs
  - les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières au Canada et à l'étranger
  - les taux de rendement prévus
  - les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires
- la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés
  - les fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change
  - 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 modifications apportées à la réglementation environnementale et autre
  - les événements politiques internationaux
  - la nature et la portée des mesures prises par les parties intéressées ou le public en général

Bon nombre de ces facteurs et d'autres facteurs similaires sont indépendants de la volonté de Petro-Canada. Petro-Canada discute plus en détail de ces facteurs dans les documents qu'elle dépose auprès des commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

Nous prévenons les lecteurs 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 déclarés en date du 26 juillet 2007 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révisé. Les renseignements de nature prospective dans ce rapport trimestriel sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

### Présentation de l'information sur les réserves de Petro-Canada

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada produit les estimations des réserves que la Société utilise. Les commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes ne considèrent pas notre personnel et notre direction responsables de l'évaluation des réserves comme indépendants de la Société. Petro-Canada a obtenu une dispense de certaines exigences canadiennes relatives à la présentation de l'information sur les réserves, ce qui lui permet de présenter l'information conformément aux normes de la SEC. Cette dispense permet la comparabilité de l'information avec celle des sociétés émettrices américaines et internationales.

Par conséquent, Petro-Canada présente officiellement ses données sur les réserves et d'autres renseignements relatifs au pétrole et au gaz en utilisant les exigences et les pratiques des États-Unis, qui peuvent différer des normes et des pratiques du Canada. Il est à noter que lorsque nous utilisons le terme bep dans ce rapport trimestriel, ce terme peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit 6 000 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.

Pour comptabiliser des réserves dans les documents déposés auprès de la SEC, les sociétés pétrolières et gazières doivent prouver que ces réserves peuvent être produites économiquement et légalement dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. La preuve provient de la production réelle ou d'essais des couches concluants. L'utilisation de termes comme « probables », « possibles », « récupérables » ou « réserves et ressources potentielles » dans ce rapport trimestriel n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC applicables aux documents déposés auprès de la SEC.

Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que nous utilisons actuellement :

Définitions que Petro-Canada utilise	Référence
Réserves prouvées de pétrole et de gaz (comprenant à la fois les réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur)	Définition des réserves de la SEC des États-Unis (Accounting Rules Regulation S-X 210.4-10, FASB-69)
Réserves non prouvées, probables et possibles	Définitions de CIM (Petroleum Society) (Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, Vol. 1 Section 5)
Ressources éventuelles et prospectives	Définitions de la Society of Petroleum Engineers, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologists (approuvées en février 2000)

Rien ne garantit qu'il soit économiquement viable ou techniquement faisable de produire une partie quelconque des ressources. Pour les besoins de ce rapport trimestriel, « ressources totales » fait référence au total des réserves et des ressources.

Selon les règles de la SEC, les réserves prouvées associées à nos activités d'exploitation minière de sables pétrolières ne sont pas définies en tant qu'activité pétrolière et gazière. Ces réserves sont classées en tant qu'activité minière et sont estimées conformément à l'Industry Guide 7 de la SEC. Pour ses besoins de gestion interne, Petro-Canada considère ces réserves et leur mise en valeur comme faisant partie des activités d'exploration et de production globales de la Société.

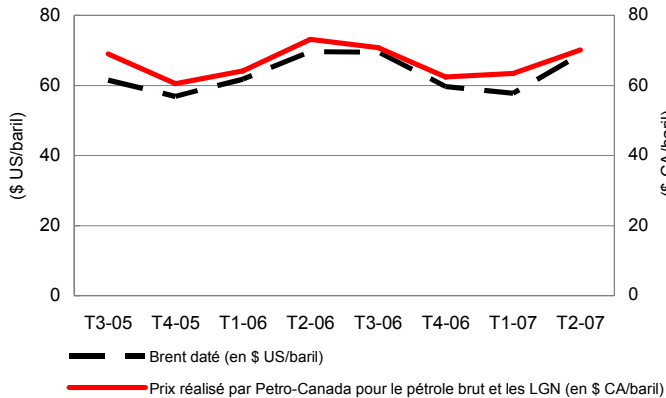
Partout dans ce rapport trimestriel, qu'il s'agisse des réserves totales de la Société, de la production totale de la Société, du ratio de remplacement des réserves total de la Société ou de l'indice de durée des réserves total de la Société, avant redevances, les montants sont calculés en fonction de la somme de toutes les activités pétrolières et gazières et de toutes les activités d'exploitation minière de sables pétrolières. Avant redevances, les réserves prouvées associées à l'exploitation minière de sables pétrolières à la fin de l'exercice 2006 se chiffraient à 345 millions de barils et la production annuelle tirée de l'exploitation minière de sables pétrolières en 2006 s'est chiffrée à 11 millions de barils.

**CONJONCTURE**

Les prix du marché indiqués ci-dessous influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les LGN, le gaz naturel et les produits pétroliers, tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 29.

**AMONT**

*Pétrole brut*

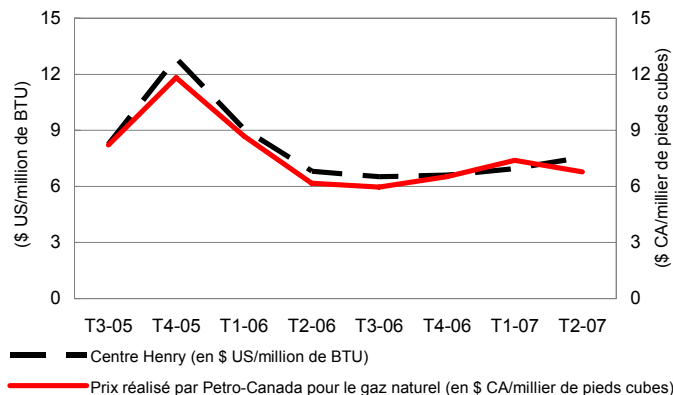


La hausse continue des stocks de pétrole brut à l'échelle mondiale et une diminution des tensions géopolitiques se sont traduites par des prix du pétrole plus faibles au deuxième trimestre de 2007, par rapport au deuxième trimestre de 2006. Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 68,76 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007, en baisse de 1 % par rapport à 69,62 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2006. Durant le deuxième trimestre de 2007, le taux de change moyen du dollar canadien a été de 0,91 \$ US, en hausse par rapport à 0,89 \$ US au deuxième trimestre de 2006.

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 reculé de 4 %, passant de 73,18 \$/baril au deuxième trimestre de 2006 à 70,14 \$/baril au deuxième trimestre de 2007.

Au deuxième trimestre de 2007, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a diminué pour atteindre 13,45 \$ US/baril, comparativement à 14,90 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2006. Au Canada, cependant, l'écart de prix entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a augmenté pour se situer en moyenne à 22,12 \$/baril au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 18,99 \$/baril au deuxième trimestre de 2006. Les bruts lourds canadiens se vendent moyennant un escompte plus élevé, par rapport aux prix des bruts légers, que ce que les écarts léger-lourd internationaux semblent suggérer. Cette situation tient au fait que la production canadienne de pétrole lourd croît à un rythme plus rapide que celui des investissements des raffineries nord-américaines dans l'équipement de conversion nécessaire au traitement de charges d'alimentation lourdes.

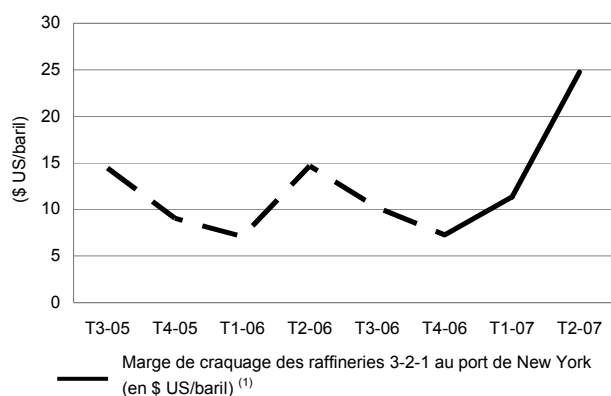
*Gaz naturel*



Les prix nord-américains du gaz naturel ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2007 qu'au deuxième trimestre de 2006, ce qui reflète les inquiétudes renouvelées au sujet de la future croissance de la production, vu les programmes de forage moins importants annoncés par l'industrie cette année. Au deuxième trimestre de 2007, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 7,56 \$ US/million de BTU, en hausse de 11 % par rapport à 6,82 \$ US/million de BTU au deuxième trimestre de 2006.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour le gaz de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 6,87 \$/millier de pieds cubes (pi<sup>3</sup>) au deuxième trimestre de 2007, en hausse de 11 % par rapport à 6,17 \$/millier de pi<sup>3</sup> au deuxième trimestre de 2006, ce qui reflète les tendances des prix du marché.

## AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York<sup>(1)</sup> ont été en moyenne de 24,76 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 14,67 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2006. Les bas niveaux records des stocks d'essence au début de la saison des grands déplacements en voiture, en raison d'arrêts planifiés et non planifiés dans les raffineries, se sont traduits par des marges de craquage records pour l'essence au deuxième trimestre de 2007. La crainte que les raffineurs ne puissent constituer des stocks suffisants pour répondre à la demande hivernale a été un facteur clé ayant soutenu les marges de craquage pour le mazout de chauffage au deuxième trimestre de 2007.

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	<b>68,76</b>	69,62	<b>63,26</b>	65,69
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	<b>65,03</b>	70,70	<b>61,60</b>	67,09
Écart de prix FAB Brent daté-Maya (en \$ US/baril)	<b>13,45</b>	14,90	<b>12,92</b>	14,49
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	<b>72,24</b>	78,70	<b>70,01</b>	74,10
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (en \$ CA/baril)	<b>22,12</b>	18,99	<b>20,14</b>	24,14
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	<b>7,56</b>	6,82	<b>7,26</b>	7,95
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>7,69</b>	6,54	<b>7,73</b>	8,10
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril) <sup>(1)</sup>	<b>24,76</b>	14,67	<b>18,01</b>	10,87
Taux de change (en cents US/\$ CA)	<b>91,1</b>	89,1	<b>88,1</b>	87,8
Prix réalisés moyens – activités poursuivies				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	<b>70,14</b>	73,18	<b>66,73</b>	68,52
Gaz naturel (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>6,79</b>	6,31	<b>7,06</b>	7,53

(1) Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, le calcul de la marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été modifié et il est maintenant basé sur le prix de l'essence de base reformulée destinée à être mélangée à des composés oxygénés (c.-à-d. la base pour les mélanges d'essence contenant 10 % d'éthanol dénaturé) plutôt que sur le prix de l'essence classique. En raison de cette modification des spécifications, les valeurs des marges de craquage pour 2007 ne sont pas directement comparables aux valeurs de 2006.

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 2006. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Facteur <sup>(1), (2)</sup>	Variation (+)	Incidence sur le bénéfice net annuel (en millions de dollars)		Incidence sur le bénéfice net annuel (en \$/action) <sup>(3)</sup>	
<b>Amont</b>					
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN <sup>(4)</sup>	1,00 \$/baril	39	\$	0,08	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi <sup>3</sup>	32		0,06	
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice net lié aux activités d'amont poursuivies <sup>(5)</sup>	0,01 \$	(33)		(0,07)	
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 barils/j	9		0,02	
Production de gaz naturel	10 millions de pi <sup>3</sup> /j	9		0,02	
<b>Aval</b>					
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York <sup>(6)</sup>	0,10 \$ US/baril	5		0,01	
Écart de prix entre le brut léger et le brut lourd	1,00 \$ US/baril	6		0,01	
<b>Société</b>					
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains <sup>(7)</sup>	0,01 \$	14	\$	0,03	\$

(1) L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou atténuée 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 2006.

(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) Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, le calcul de la marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été modifié et il est maintenant basé sur le prix de l'essence de base reformulée destinée à être mélangée à des composés oxygénés (c.-à-d. la base pour les mélanges d'essence contenant 10 % d'éthanol dénaturé) plutôt que sur le prix de l'essence classique. En raison de cette modification des spécifications, les valeurs des marges de craquage pour 2007 ne sont pas directement comparables aux valeurs de 2006.

(7) Le raffermissement 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 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.*

En 2007, la production tirée des activités d'amont poursuivies devrait croître conformément aux indications fournies d'environ 15 % par rapport à 2006, avec l'entrée en production de nouveaux projets. À plus long terme, le programme de dépenses en immobilisations de Petro-Canada prévoit que cinq projets majeurs entrepris au cours des prochaines années contribueront de façon importante au bénéfice et aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie. La raffinerie d'Edmonton est en voie d'être convertie de façon à pouvoir traiter une charge d'alimentation provenant à 100 % de bitume à compter du quatrième trimestre de 2008 et une décision d'investissement au sujet d'un nouveau cokeur à la raffinerie de Montréal devrait être prise au quatrième trimestre de 2007. De plus, la Société fait progresser deux importants projets de mise en valeur de sables pétroliers (l'agrandissement de l'installation *in situ* MacKay River et le projet intégré de mine et d'usine de valorisation Fort Hills), ainsi qu'un projet de mise en valeur de gaz naturel en Syrie.



Priorités stratégiques	Progrès au cours du trimestre
<p><b>RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS À LONG TERME DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons achevé le rapport de conception de base pour Fort Hills et la phase 1 aura un coût estimatif de 14,1 milliards \$ bruts (7,8 milliards \$ nets)</li> <li>• le taux de production à Buzzard a continué d'augmenter, se rapprochant du niveau de pointe de 200 000 barils/j bruts (59 800 barils/j nets)</li> <li>• nous avons fait progresser la construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, qui est maintenant achevée à 34 % et progresse conformément aux prévisions en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008</li> <li>• nous avons obtenu l'approbation réglementaire provinciale pour la construction du terminal de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) proposé à Gros-Cacouna, au Québec</li> </ul>
<p><b>FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons enregistré un taux de fiabilité de 91 % à Terra Nova</li> <li>• nous avons exploité l'installation MacKay River selon un taux de fiabilité de 91 %</li> <li>• nous avons maintenu un taux de fiabilité supérieur à 99 % aux installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada</li> <li>• nous avons enregistré un indice de fiabilité d'environ 93 aux raffineries d'Edmonton et de Montréal et à l'usine de lubrifiants</li> <li>• nous avons accru les ventes des dépanneurs de 11 % et les ventes des établissements comparables de 8 %, comparativement au deuxième trimestre de 2006</li> </ul>
<p><b>MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons terminé le trimestre avec un niveau d'endettement de 18,6 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement de 0,6 fois</li> <li>• nous avons racheté 8 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 53,44 \$/action pour un coût total de 428 millions \$</li> </ul>
<p><b>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons cumulé plus d'un million d'heures de travail sans incident entraînant un arrêt de travail à la plateforme Hanze, dans le secteur néerlandais de la mer du Nord</li> <li>• nous avons cumulé plus de 3,5 millions d'heures de travail sans incident entraînant un arrêt de travail dans le cadre du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton</li> </ul>

**JALONS STRATÉGIQUES**

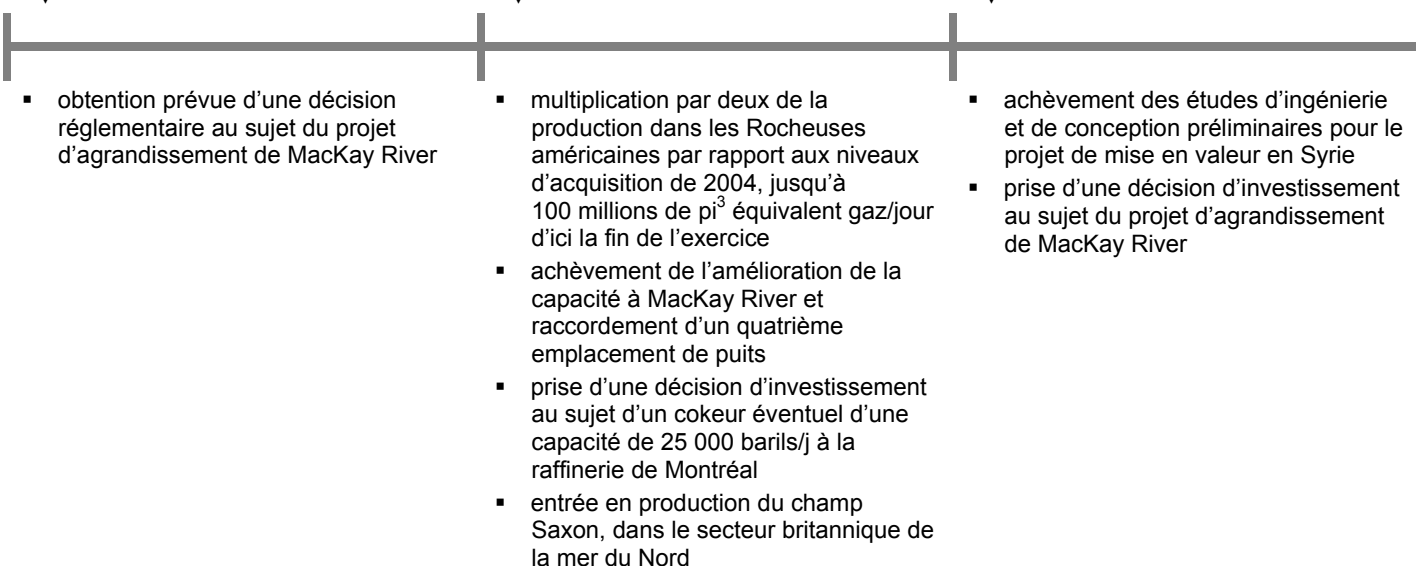
3<sup>e</sup> trimestre 2007



4<sup>e</sup> trimestre 2007



1<sup>er</sup> trimestre 2008



## ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

### Analyse du bénéfice

Au premier trimestre de 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente des actifs producteurs parvenus à maturité 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>	Trimestres terminés les 30 juin				Semestres terminés les 30 juin			
	2007	<i>(en \$/ action)</i>	2006	<i>(en \$/ action)</i>	2007	<i>(en \$/ action)</i>	2006	<i>(en \$/ action)</i>
<b>Bénéfice net</b>	<b>845</b>	<b>\$ 1,71</b>	<b>\$ 472</b>	<b>\$ 0,93</b>	<b>1 435</b>	<b>\$ 2,90</b>	<b>\$ 678</b>	<b>\$ 1,33</b>
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	–		–		–		152	
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>845</b>	<b>\$ 1,71</b>	<b>\$ 472</b>	<b>\$ 0,93</b>	<b>1 435</b>	<b>\$ 2,90</b>	<b>\$ 526</b>	<b>\$ 1,03</b>
Gain à la conversion de devises étrangères <sup>(1)</sup>	<b>104</b>		61		<b>120</b>		60	
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard <sup>(2)</sup>	<b>(28)</b>		(137)		<b>(88)</b>		(286)	
Gain à la vente d'éléments d'actif	<b>6</b>		16		<b>47</b>		18	
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies</b>	<b>763</b>	<b>\$</b>	<b>532</b>	<b>\$</b>	<b>1 356</b>	<b>\$</b>	<b>734</b>	<b>\$</b>
Recouvrement (charge) lié(e) à la rémunération à base d'actions	<b>(97)</b>		1		<b>(89)</b>		(41)	
Ajustements d'impôt	<b>48</b>		57		<b>48</b>		(185)	
Indemnités d'assurance	<b>7</b>		–		<b>12</b>		–	
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>805</b>	<b>\$ 1,63</b>	<b>\$ 474</b>	<b>\$ 0,94</b>	<b>1 385</b>	<b>\$ 2,80</b>	<b>\$ 960</b>	<b>\$ 1,89</b>
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	–		–		–		18	
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>805</b>	<b>\$ 1,63</b>	<b>\$ 474</b>	<b>\$ 0,94</b>	<b>1 385</b>	<b>\$ 2,80</b>	<b>\$ 978</b>	<b>\$ 1,92</b>

(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.

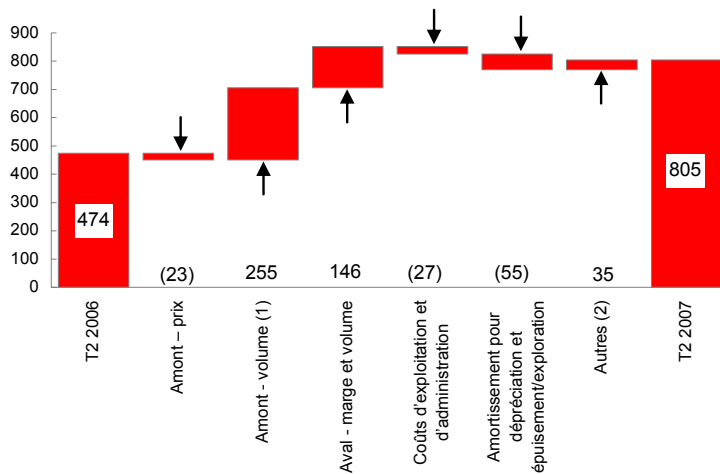
(2) Dans le cadre de son acquisition en juin 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, la Société a conclu des contrats dérivés portant sur la moitié de sa quote-part de la production estimative pour les trois premières années et demie, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies au deuxième trimestre de 2007 comprend une charge de 97 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, une économie d'impôts de 48 millions \$ et des indemnités d'assurance de 7 millions \$ liées aux défaillances mécaniques survenues à Terra Nova en 2006. Au deuxième trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies comprenait une économie d'impôts de 57 millions \$ et un recouvrement de 1 million \$ lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

**Variation du bénéfice**

**ANALYSE DES FACTEURS – 2<sup>E</sup> TRIMESTRE 2007 COMPARATIVEMENT AU 2<sup>E</sup> TRIMESTRE 2006**

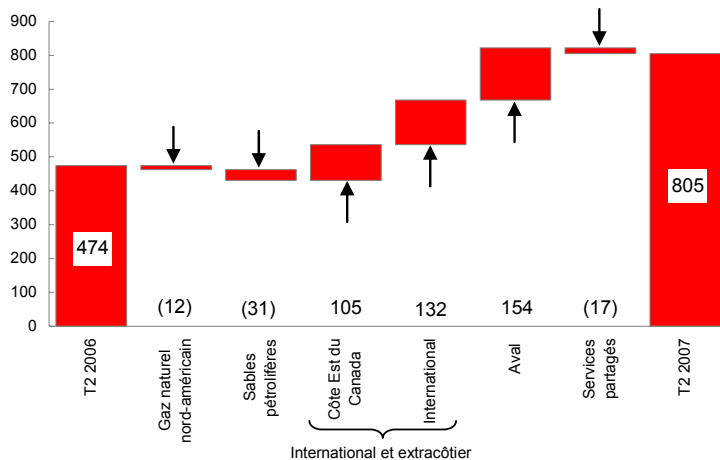
**Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels**  
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a augmenté pour atteindre 805 millions \$ (1,63 \$/action) au deuxième trimestre de 2007, par rapport à 474 millions \$ (0,94 \$/action) au deuxième trimestre de 2006. L'augmentation de la production d'amont, des prix réalisés pour le gaz naturel et des marges de raffinage d'aval a été contrebalancée en partie par la diminution des prix réalisés pour le pétrole brut et les LGN, la hausse des frais d'exploitation et d'administration et la hausse de l'amortissement pour dépréciation et épuisement et des frais d'exploration.

- (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 augmenté de 70 % pour atteindre 805 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 474 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels au deuxième trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus élevé des secteurs Aval, Côte Est du Canada et International. Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus faible des secteurs Gaz naturel nord-américain et Sables pétroliers et les coûts plus élevés des Services partagés.

Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 a été de 845 millions \$ (1,71 \$/action), comparativement à 472 millions \$ (0,93 \$/action) à la même période de 2006. Le bénéfice net comprend 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 deuxième trimestre de 2007 qu'au deuxième trimestre de 2006 en raison de gains à la conversion de devises étrangères plus importants et de pertes non réalisées plus faibles sur les contrats dérivés associés à Buzzard, contrebalancés en partie par des gains moins élevés à la vente d'éléments d'actif.

Au deuxième trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie ont été de 1 350 millions \$ (2,74 \$/action), en hausse par rapport à 754 millions \$ (1,49 \$/action) au même trimestre de 2006. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a reflété le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies plus élevé.

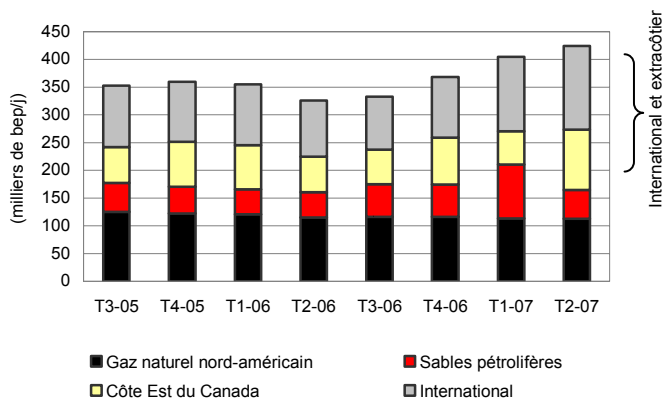
**Information financière trimestrielle**

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les							
	30 juin 2007	31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006	30 juin 2006	31 mars 2006	31 déc. 2005	30 sept. 2005
<b>Total des produits d'exploitation liés aux activités poursuivies</b>	<b>5 478 \$</b>	4 841 \$	4 550 \$	5 201 \$	4 730 \$	4 188 \$	4 838 \$	4 721 \$
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>845 \$</b>	590 \$	384 \$	678 \$	472 \$	54 \$	668 \$	593 \$
Par action								
– de base	1,71	1,19	0,77	1,36	0,93	0,11	1,29	1,14
– dilué	1,70	1,18	0,76	1,34	0,92	0,10	1,28	1,13
<b>Bénéfice net</b>	<b>845 \$</b>	590 \$	384 \$	678 \$	472 \$	206 \$	714 \$	614 \$
Par action								
– de base	1,71	1,19	0,77	1,36	0,93	0,40	1,38	1,19
– dilué	1,70	1,18	0,76	1,34	0,92	0,40	1,36	1,17

**AMONT**

**Production tirée des activités poursuivies**

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



Au deuxième trimestre de 2007, la production tirée des activités poursuivies a augmenté pour le quatrième trimestre consécutif. Au deuxième trimestre de 2007, la production tirée des activités poursuivies s'est chiffrée en moyenne à 425 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada, nettement en hausse par rapport à 326 000 bep/j nets au même trimestre de 2006. Les volumes accrus ont reflété l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter et L5b-C) et la production plus élevée des secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada. Ces facteurs ont été légèrement contrebalancés par l'épuisement des champs dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production au deuxième trimestre de 2006 avait été réduite par l'arrêt de Terra Nova.

*Mise à jour au sujet de l'exploration*

Durant la première moitié de 2007, la Société ou ses partenaires ont foré huit des puits d'un programme qui en prévoit jusqu'à 20 durant l'exercice. Deux des huit puits ont été suspendus en tant que découvertes de gaz naturel (van Nes et van Brakel dans le secteur néerlandais de la mer du Nord), deux des puits ont été abandonnés en tant que puits secs (Al Houlou en Syrie et un puits en Alaska) et les quatre autres puits sont en cours d'évaluation (Dee dans le secteur britannique de la mer du Nord, AA13-12 en Libye et deux puits en Alaska). Un deuxième puits en Syrie, le Al Dahramat, a fait l'objet d'un forage par battage en juin.

### Prévisions relatives à la production nette consolidée tirée des activités poursuivies pour 2007

La production d'amont tirée des activités poursuivies devrait se situer dans une fourchette de 400 000 bep/j à 420 000 bep/j en 2007, légèrement supérieure à la fourchette de prévisions de production de 390 000 bep/j à 420 000 bep/j annoncée le 14 décembre 2006. La production légèrement plus élevée que prévu sur la côte Est du Canada et en mer du Nord a reflété les solides volumes tirés de Terra Nova depuis le début de l'année et l'accélération de la production de Buzzard, respectivement. Cette hausse a été contrebalancée en partie par les volumes plus faibles de la région Autres – International en raison d'un quota de production de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en Libye.

Les facteurs qui pourraient influencer sur la production durant le reste de 2007 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations, le démarrage de Saxon et l'exécution réussie des révisions planifiées.

<i>(en milliers de bep/j nets)</i>	Prévisions pour 2007 (+/-) au 26 juillet 2007	Prévisions pour 2007 (+/-) au 14 décembre 2006
<b>Gaz naturel nord-américain</b>		
– Gaz naturel	97	97
– Liquides	13	13
<b>Sables pétrolifères</b>		
– Syncrude	34	34
– MacKay River	24	24
<b>International et extracôtier</b>		
<b>Côte Est du Canada</b>	95	87
<b>International</b>		
– Mer du Nord	90	85
– Autres – International	57	60
<b>Total – activités poursuivies</b>	<b>400 – 420</b>	<b>390 – 420</b>

### Gaz naturel nord-américain

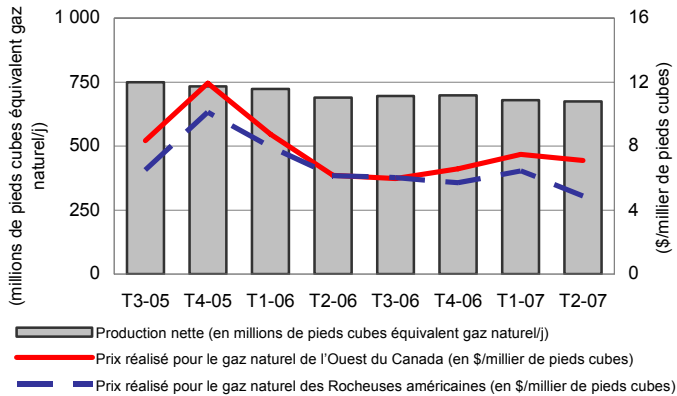
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>	81	97	193	236
Gain à la vente d'éléments d'actif	1	–	41	–
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	80	97	152	236
Ajustements d'impôt	1	6	1	6
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>79</b>	<b>91</b>	<b>151</b>	<b>230</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	220	174	417	438

Les installations du secteur Gaz naturel nord-américain ont fonctionné de façon fiable au deuxième trimestre de 2007, ce qui a permis au secteur de maintenir sa prévision de production de 660 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz/j pour l'exercice complet.

Au deuxième trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 79 millions \$, comparativement à 91 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Des volumes moins élevés, combinés à une hausse de l'amortissement pour dépréciation et épuisement et des frais d'exploration, contrebalancés en partie par les prix réalisés plus élevés pour le gaz naturel, ont eu pour effet de réduire le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels.

Le bénéfice net du secteur Gaz naturel nord-américain a été de 81 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 97 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 comprend un gain à la cession d'éléments d'actif de 1 million \$ et une économie d'impôts futurs de 1 million \$, comparativement à une économie d'impôts futurs de 6 millions \$ au deuxième trimestre de 2006.

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



La production du secteur Gaz naturel nord-américain au deuxième trimestre de 2007 a affiché une diminution de 2 % par rapport à la même période de 2006. La production moindre reflète la vente des actifs Brazeau et West Pembina ainsi que l'épuisement naturel prévu des champs dans l'Ouest du Canada, contrebalancés en partie par la production de gaz naturel accrue dans les Rocheuses américaines.

Les prix réalisés pour le gaz naturel dans l'Ouest du Canada ont augmenté de 15 % au deuxième trimestre de 2007, par rapport au même trimestre de 2006, ce qui est conforme aux tendances des prix du marché. Les prix réalisés pour le gaz naturel dans les Rocheuses américaines affichent une diminution de 21 % au deuxième trimestre de 2007, comparativement au deuxième trimestre de 2006, ce qui reflète les contraintes continues liées aux gazoducs.

	Deuxième trimestre 2007	Deuxième trimestre 2006
Production nette (en millions de pi <sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j) <sup>(1)</sup>		
Ouest du Canada	598	638
Rocheuses américaines	<u>77</u>	<u>52</u>
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	675	690
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	7,11 \$	6,17 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	4,86 \$	6,15 \$

(1) Des renseignements sur la production de pétrole brut et de LGN du secteur Gaz naturel nord-américain, y compris les prix réalisés moyens pour ces marchandises, sont présentés aux pages 28 et 29, respectivement.

Les usines à gaz et installations exploitées par Petro-Canada dans l'Ouest du Canada ont affiché un taux de fiabilité de 99 % au deuxième trimestre de 2007. La Société se prépare pour son programme de forage estival, qui prévoit le forage de 200 puits dans l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

La production dans les Rocheuses américaines est passée à 77 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j au deuxième trimestre de 2007, ce qui représente une augmentation de 48 % par rapport au même trimestre de 2006, principalement en raison de l'accélération de la production du champ Wild Turkey. La production dans les Rocheuses américaines devrait passer à 100 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j d'ici la fin de 2007, bien que la Société doive continuer à composer avec des contraintes en ce qui concerne les gazoducs.

**Révisions planifiées**

Aucune révision majeure n'est planifiée aux installations de traitement de gaz naturel de la Société en 2007.

*Autres développements*

Le 27 juin 2007, après presque trois ans de consultation avec la collectivité locale et les autorités gouvernementales, le gouvernement du Québec a rendu un décret approuvant la proposition de construire le terminal de regazéification de GNL à Gros-Cacouna. Le 17 juillet 2007, l'Office national de l'énergie (ONE) a approuvé une demande antérieure de la société TransCanada PipeLines Limited pour un point de réception de gazoduc à Gros-Cacouna, au Québec. Dans sa décision, l'ONE a aussi réaffirmé l'utilisation d'une méthode des droits intégraux pour le projet de prolongement de gazoduc proposé, conforme à celle utilisée pour le réseau intégré de canalisations de TransCanada. Il reste à présenter une demande au gouvernement du Canada pour l'approbation de la construction d'un gazoduc qui relierait la production du terminal au réseau de distribution de gaz naturel de l'Est du Canada.

**Sables pétrolifères**

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2007	30 juin 2006	2007	30 juin 2006
<b>Bénéfice net</b> <sup>(1)</sup>	<b>34</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 77</b>	<b>\$ 82</b>
Gain à la vente d'éléments d'actif	1	–	1	–
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>33</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 76</b>	<b>\$ 82</b>
Ajustements d'impôt	7	44	7	44
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>26</b>	<b>\$ 57</b>	<b>\$ 69</b>	<b>\$ 38</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>99</b>	<b>\$ 108</b>	<b>\$ 214</b>	<b>\$ 137</b>

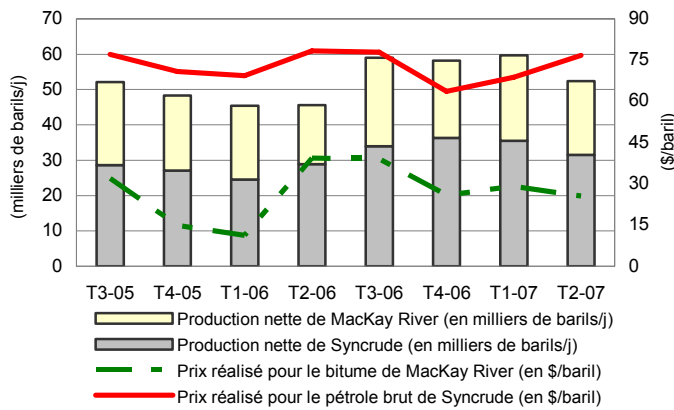
(1) Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont fait augmenter le bénéfice net de 1 million \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 4 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement. Le même facteur avait accru le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006.

Le rapport de conception de base et l'estimation de coûts initiale pour Fort Hills ont été menés à bien et le projet se poursuit avec les études d'ingénierie et de conception préliminaires. Une décision d'investissement définitive devrait être prise au troisième trimestre de 2008.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 26 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 57 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Les prix plus faibles réalisés par Syncrude et MacKay River, les coûts d'exploitation accrus associés principalement à la révision du coque 8-3 à Syncrude et un arrêt non planifié pour effectuer des travaux de maintenance à MacKay River ont été contrebalancés en partie par des volumes plus importants tant à Syncrude qu'à MacKay River.

Au deuxième trimestre de 2007, le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères a été de 34 millions \$, en baisse par rapport à 101 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 comprend une économie d'impôts futurs de 7 millions \$ et un gain à la cession d'éléments d'actifs de 1 million \$, comparativement à une économie d'impôts futurs de 44 millions \$ au deuxième trimestre de 2006.

**Production et prix – Sables pétrolifères**



La production de Syncrude au deuxième trimestre de 2007 affiche une hausse de 9 % par rapport au deuxième trimestre de 2006, ce qui reflète les volumes de la troisième phase d'agrandissement, contrebalancés en partie par la révision du cokeur 8-3. Les prix réalisés par Syncrude au deuxième trimestre de 2007 affichent une baisse de 2 % par rapport au deuxième trimestre de 2006.

La production de MacKay River au deuxième trimestre de 2007 est en hausse de 25 % par rapport au deuxième trimestre de 2006, surtout en raison de la production additionnelle provenant du troisième emplacement de puits. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la maintenance non planifiée de la centrale de cogénération en mai 2007. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River au deuxième trimestre de 2007 affichent une diminution de 35 % par rapport au deuxième trimestre de 2006. Les prix réalisés plus faibles pour le bitume reflètent les prix plus bas des pétroles bruts WTI, combinés à des problèmes de traitement du pétrole brut lourd dans les raffineries du Midwest américain.

	Deuxième trimestre 2007	Deuxième trimestre 2006
Production nette (en barils/j)		
Syncrude	31 500	28 900
MacKay River	<u>20 900</u>	<u>16 700</u>
Production totale nette – Sables pétrolifères	52 400	45 600
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/baril)	76,71 \$	78,38 \$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/baril)	25,58 \$	39,37 \$

Au deuxième trimestre de 2007, Syncrude a achevé la révision de maintenance du cokeur 8-3, ce qui a augmenté le débit de l'unité. Depuis que l'unité a été remise en service en juin, elle a fonctionné à sa capacité nominale ou presque, ce qui a permis à Syncrude d'exploiter les deux autres cokeurs à des débits réduits.

**Projet Fort Hills**

En juin 2007, Petro-Canada et ses partenaires dans le projet intégré de mine et d'usine de valorisation Fort Hills ont achevé et annoncé le rapport de conception de base et l'estimation de coûts initiale pour le projet. La première phase du projet prévoit une production de 140 000 barils/j bruts de pétrole brut synthétique (77 000 barils/j nets). La production connexe de bitume devrait être d'environ 160 000 barils/j bruts (88 000 barils/j nets). La production de bitume devrait débuter au quatrième trimestre de 2011 et la production de pétrole brut synthétique à l'usine de valorisation du comté de Sturgeon, au deuxième trimestre de 2012. L'estimation initiale des dépenses en immobilisations pour les volets exploitation minière et valorisation de la première phase du projet est de 14,1 milliards \$ bruts (7,8 milliards \$ nets).

Le projet se poursuit avec les études d'ingénierie et de conception préliminaires, qui devraient s'achever vers le milieu de 2008, et la décision d'approbation du projet devrait être prise au troisième trimestre de 2008.

**Projet d'agrandissement de MacKay River**

Le travail s'est poursuivi en ce qui concerne le rapport de conception de base pour le projet d'agrandissement proposé de 40 000 barils/j de l'installation *in situ* MacKay River, qui devrait entrer en production à la fin de 2010. Une décision réglementaire au sujet du projet proposé est attendue au troisième trimestre de 2007 et la décision relative à la sanction du projet devrait être prise en 2008.

**Révisions planifiées**

Aucune révision majeure n'est planifiée à Syncrude ou à MacKay River durant le reste de 2007.



## International et extracôtier

Au premier trimestre de 2007, la Société a combiné ses secteurs Côte Est du Canada et International sous une même structure de gestion. Le changement optimise et développe les capacités liées à des activités similaires. Les secteurs Côte Est du Canada et International ainsi combinés sont maintenant désignés sous le nom de secteur International et extracôtier.

### Côte Est du Canada

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net et bénéfice d'exploitation <sup>(1)</sup></b>	<b>334</b>	<b>254</b>	<b>590</b>	<b>483</b>
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	7	–	7	–
Ajustements d'impôt	5	37	5	37
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>322</b>	<b>217</b>	<b>578</b>	<b>446</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>420</b>	<b>266</b>	<b>777</b>	<b>558</b>

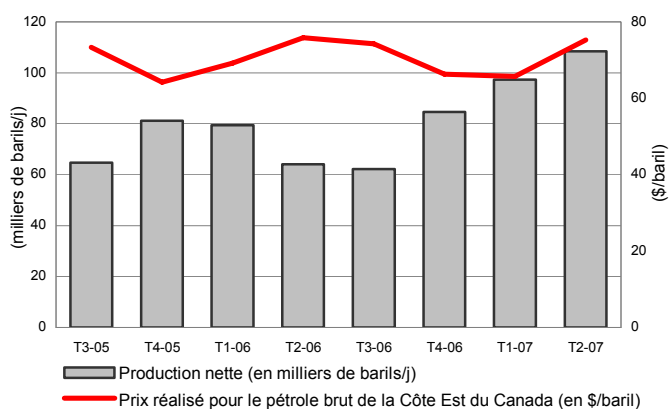
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont augmenté le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 25 millions \$ avant impôts (17 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 13 millions \$ avant impôts (9 millions \$ après impôts) et de 25 millions \$ avant impôts (16 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, respectivement.

Terra Nova, White Rose et Hibernia ont fonctionné de façon fiable au cours du trimestre, ce qui s'est traduit par un bénéfice d'exploitation trimestriel record pour le secteur Côte Est du Canada.

Au deuxième trimestre de 2007, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 322 millions \$, en hausse par rapport à 217 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Les volumes accrus à Terra Nova et à White Rose ont été contrebalancés en partie par la production moindre à Hibernia et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevé.

Le bénéfice net du secteur Côte Est du Canada a été de 334 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 254 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 comprend des indemnités d'assurance de 7 millions \$ liées à des défaillances mécaniques à Terra Nova en 2006 et une économie d'impôts futurs de 5 millions \$. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2006 comprenait une économie d'impôts futurs de 37 millions \$.

### Production et prix – Côte Est du Canada



La production du secteur Côte Est du Canada au deuxième trimestre de 2007 a affiché une augmentation de 69 % par rapport à la même période de 2006. De solides opérations à Terra Nova et des volumes accrus à White Rose ont contribué à l'augmentation. La production d'Hibernia a été plus faible au deuxième trimestre de 2007 qu'au deuxième trimestre de 2006, en raison de l'épuisement naturel prévu du champ. La production au deuxième trimestre de 2006 avait été réduite par l'arrêt de Terra Nova en juin.

Les prix réalisés par le secteur Côte Est du Canada pour le pétrole brut au deuxième trimestre de 2007 sont demeurés relativement inchangés par rapport au deuxième trimestre de 2006.

	Deuxième trimestre 2007	Deuxième trimestre 2006
Production nette ( <i>en barils/j</i> )		
Terra Nova	41 200	7 000
Hibernia	33 100	36 900
White Rose	<b>34 100</b>	20 200
Production totale nette du secteur Côte Est du Canada	<b>108 400</b>	64 100
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut ( <i>en \$/baril</i> )	<b>75,29 \$</b>	75,85 \$

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité de 91 % au deuxième trimestre de 2007. Le NPSD a réalisé sa révision réglementaire en juin. Cette révision planifiée a été réalisée en sept jours plutôt que dix tel qu'il était prévu à l'origine. En décembre 2006, le NPSD Terra Nova a subi une défaillance mécanique d'un raccordement d'une tête d'injection du système de tourelle servant à l'injection d'eau dans le gisement. Une réparation temporaire a été effectuée à la fin de décembre et Terra Nova produit à des taux normaux de plus de 100 000 barils/j bruts (34 000 barils/j nets) depuis. Petro-Canada et le constructeur du matériel continuent de surveiller la réparation temporaire pendant que l'on élabore des plans pour le remplacement complet de la tête d'injection. Le remplacement de la tête d'injection nécessitera un arrêt prolongé de l'installation et devrait être réalisé soit en 2008, soit en 2009, tout dépendant des conditions.

Durant le deuxième trimestre de 2007, le NPSD SeaRose à White Rose a continué de fonctionner de façon fiable, au-dessus de sa capacité nominale, à un taux de 124 000 barils/j bruts (34 100 barils/j nets). Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juin 2007, White Rose a obtenu l'approbation réglementaire pour porter le taux de production quotidien du NPSD SeaRose à 140 000 barils/j bruts (38 500 barils/j nets) et accroître le taux de production annuel de pétrole pour le porter à 50 millions de barils. De nouveaux forages durant le troisième trimestre de 2007 devraient permettre au NPSD d'atteindre ces niveaux de production.

#### *Révisions planifiées*

En juillet 2007, White Rose a réalisé avec succès sa révision planifiée de 16 jours du NPSD pour des inspections réglementaires, le remplacement d'un bec de torche de brûlage et des modifications mineures. Aucune activité de révision majeure additionnelle n'est planifiée pour Terra Nova ou Hibernia en 2007.

#### *Redevances du secteur Côte Est du Canada*

Au deuxième trimestre de 2007, les redevances du secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 12 %, en hausse par rapport à 7 % au deuxième trimestre de 2006. La production à Terra Nova a été assujettie aux redevances de niveau 1 de 30 % des produits d'exploitation nets, ce qui équivaut à environ 25 % des produits d'exploitation bruts au deuxième trimestre de 2007. Sous réserve d'un rapprochement et d'une évaluation par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, White Rose a atteint la rentabilité simple au deuxième trimestre de 2007. Par conséquent, le taux de redevances effectif à White Rose est passé de 1 % à 5 % des produits d'exploitation bruts. Au deuxième trimestre de 2007, la production tirée d'Hibernia a continué d'être assujettie à des redevances de base de 5 % des produits d'exploitation bruts.

#### *Autres développements*

L'exploitant d'Hibernia a poursuivi son travail en réponse à des questions soulevées par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador au sujet de sa demande de mise en valeur de l'extension sud du champ Hibernia.

## International

Aux fins de communication de l'information, Petro-Canada a regroupé les activités de son secteur International en deux régions, à savoir Mer du Nord (les secteurs britannique, néerlandais et norvégien) et Autres – International (Trinité-et-Tobago, Libye, Syrie et Venezuela) de façon à mieux refléter les participations en matière de production et d'exploration existantes.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Gain net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies <sup>(1)</sup></b>	<b>195</b>	<b>\$ (63)</b>	<b>\$ 204</b>	<b>\$ (344)</b>
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(28)	(137)	(88)	(286)
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	13	–	13
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) aux activités poursuivies</b>	<b>223</b>	<b>\$ 61</b>	<b>\$ 292</b>	<b>\$ (71)</b>
Indemnités d'assurance liées à Scott	–	–	5	–
Ajustements d'impôt	30	–	30	(242)
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>193</b>	<b>\$ 61</b>	<b>\$ 257</b>	<b>\$ 171</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	417	\$ 179	\$ 639	\$ 390

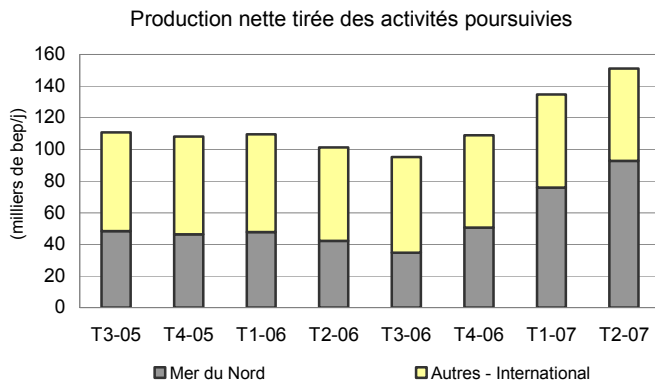
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont fait augmenter le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 15 millions \$ avant impôts (21 millions \$ après impôts) pour le trimestre terminé le 30 juin 2007. Pour le semestre terminé le 30 juin 2007, les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont diminué le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 30 millions \$ avant impôts (7 millions \$ après impôts). Le même facteur avait fait diminuer le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 1 million \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 37 millions \$ avant impôts (néant million \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, respectivement.

Le bénéfice d'exploitation trimestriel record a reflété la production accrue de la région Mer du Nord, l'accélération de la production de Buzzard s'étant poursuivie.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 193 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 61 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Les volumes accrus provenant de la région Mer du Nord ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevé. La hausse des coûts d'exploitation et de l'amortissement pour dépréciation et épuisement s'explique principalement par l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter et L5b-C).

Au deuxième trimestre de 2007, le secteur International a réalisé un bénéfice net lié aux activités poursuivies de 195 millions \$, comparativement à une perte nette de 63 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au deuxième trimestre de 2007 comprend une économie d'impôts futurs de 30 millions \$ et une perte non réalisée de 28 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard. La perte nette liée aux activités poursuivies au deuxième trimestre de 2006 comprenait une perte non réalisée de 137 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et un gain de 13 millions \$ à la cession d'éléments d'actif.

**Production et prix – International**



La production tirée des activités poursuivies du secteur International au deuxième trimestre de 2007 a affiché une augmentation de 49 % par rapport à la même période de 2006.

La production provenant des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord au deuxième trimestre de 2007 a affiché une augmentation de 120 %, ce qui reflète l'ajout de la production des champs Buzzard, De Ruyter et L5b-C, contrebalancé en partie par l'épuisement naturel prévu des champs. La production de la région Autres – International au deuxième trimestre de 2007 a affiché une diminution de 1 % par rapport au deuxième trimestre de 2006, principalement en raison d'un quota de l'OPEP appliqué en Libye.

	Deuxième trimestre 2007	Deuxième trimestre 2006
Production nette tirée des activités poursuivies (en bep/j)		
Secteur britannique de la mer du Nord	68 600	29 400
Secteur néerlandais de la mer du Nord	<u>24 200</u>	<u>12 700</u>
Mer du Nord	92 800	42 100
Autres – International	<u>58 400</u>	<u>59 200</u>
Production totale nette du secteur International	151 200	101 300
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies (en \$/baril)	72,04 \$	76,88 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	6,27 \$	7,15 \$

Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont affiché une diminution de 6 % au deuxième trimestre de 2007, comparativement à la même période de 2006. Les prix réalisés pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies ont affiché quant à eux une diminution de 12 % au deuxième trimestre de 2007, comparativement à la même période de l'an dernier.

*Mer du Nord*

Dans le secteur britannique de la mer du Nord, le taux de production du champ Buzzard a continué d'augmenter et a atteint en moyenne 157 500 barils/j bruts (47 100 barils/j nets) au deuxième trimestre de 2007. Le champ compte huit puits producteurs et on s'attend à ce qu'il atteigne une production de pointe soutenue de 200 000 barils/j bruts (59 800 barils/j nets) au cours du troisième trimestre de 2007.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, la production provenant de l'installation De Ruyter exploitée par Petro-Canada s'est poursuivie à la capacité nominale de la plateforme de 27 000 b/j bruts (environ 14 600 b/j nets) au deuxième trimestre de 2007.

En Norvège, la Société s'est vu octroyer deux licences de production additionnelles dans le cadre de la ronde 2006 des Awards in Predefined Areas (APA) qui a eu lieu au deuxième trimestre de 2007. Petro-Canada est l'exploitant de l'une de ces deux licences additionnelles, ce qui en fait l'exploitant de cinq des 14 licences que la Société détient en Norvège.

*Autres – International*

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 46 200 bep/j au deuxième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 49 800 bep/j au même trimestre de 2006. L'application d'un quota de l'OPEP, la maintenance d'équipement et des études de pression ont limité la production au deuxième trimestre de 2007.

La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 73 millions de pi<sup>3</sup>/j au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 56 millions de pi<sup>3</sup>/j au deuxième trimestre de 2006. La production accrue reflète la capacité de tirer parti d'occasions à court terme de fournir des volumes additionnels aux trains de gaz naturel liquéfié de la société Atlantic LNG. La Société a continué de se préparer pour le forage d'exploration dans les blocs 1a/b et 22 et les opérations de forage devraient débuter aux troisième et quatrième trimestres de 2007, respectivement.

Au Venezuela, la Société a achevé son examen de la nouvelle structure commerciale décrétée par le gouvernement vénézuélien. Ayant déterminé que la nouvelle structure ne fournirait pas à Petro-Canada des intérêts suffisamment importants au Venezuela, la Société a décidé de céder sa participation dans le projet La Ceiba. Au deuxième trimestre de 2007, une entente de principe a été conclue avec le ministre de l'Énergie et du Pétrole du Venezuela en vue de l'indemnisation de Petro-Canada pour sa participation directe dans le projet La Ceiba. L'entente définitive et le règlement devraient être conclus au troisième trimestre de 2007.

#### Projet gazier Ebla

Au deuxième trimestre de 2007, Petro-Canada a octroyé le contrat relatif aux études d'ingénierie et de conception préliminaires pour la mise en valeur et la production de 80 millions de pi<sup>3</sup>/j de gaz naturel en Syrie, la mise en production étant prévue pour 2010. Les activités sismiques ont débuté et on s'attend à ce que le forage par battage du premier puits démarre au quatrième trimestre de 2007.

#### Activités abandonnées

Le 31 janvier 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente des actifs producteurs parvenus à maturité de la Société en Syrie à une coentreprise de sociétés appartenant à la société indienne Oil and Natural Gas Corporation Limited et à la société chinoise China National Petroleum Corporation, pour un produit net de 640 millions \$. La vente a donné lieu à un gain à la cession de 134 millions \$, comptabilisé au premier trimestre de 2006. Cette vente est conforme à la stratégie de Petro-Canada qui est de mettre l'accent sur les actifs à long terme et exploités au sein du portefeuille d'éléments d'actif. Les activités de Petro-Canada en Syrie demeurent une partie importante du portefeuille international, avec un programme d'exploration actif dans le bloc II et l'ajout du projet de mise en valeur de gaz naturel Ebla au cours de 2006.

Activités abandonnées (en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net lié aux activités abandonnées</b>	– \$	– \$	– \$	152 \$
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	–	–	134
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées</b>	– \$	– \$	– \$	18 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	– \$	– \$	– \$	17 \$
Production nette (en bep/j)	–	–	–	11 000
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/baril)	– \$	– \$	– \$	71,84 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	– \$	– \$	– \$	7,94 \$

#### AVAL

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>	<b>259 \$</b>	<b>139 \$</b>	<b>443 \$</b>	<b>214 \$</b>
Gain à la vente d'éléments d'actif	4	3	5	5
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>255 \$</b>	<b>136 \$</b>	<b>438 \$</b>	<b>209 \$</b>
Ajustements d'impôt	6	41	6	41
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>249 \$</b>	<b>95 \$</b>	<b>432 \$</b>	<b>168 \$</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	391 \$	149 \$	673 \$	284 \$

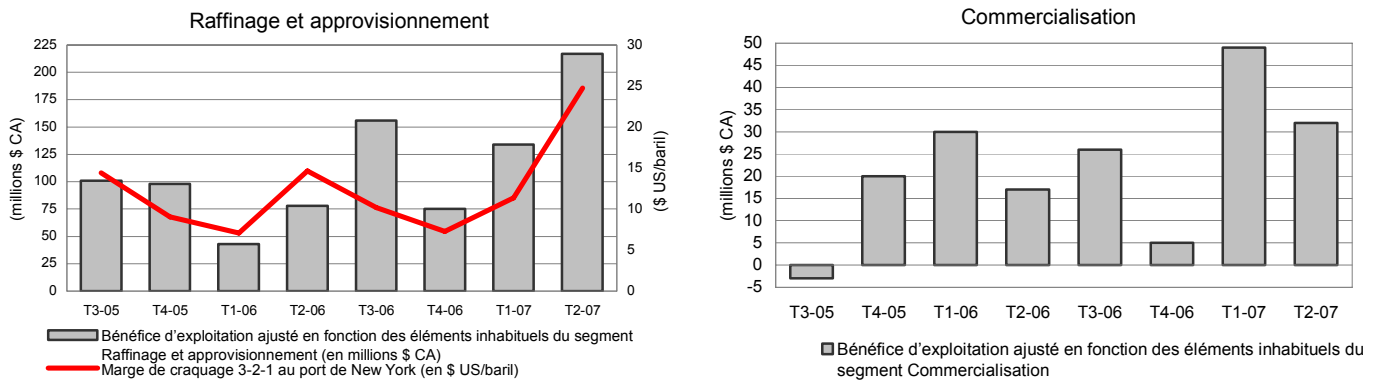
Une solide exécution a permis au secteur Aval de tirer parti des avantages de marges de raffinage exceptionnellement élevées à l'échelle du continent et d'une demande accrue de produits pétroliers pour réaliser un bénéfice trimestriel record.

Au deuxième trimestre de 2007, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 249 millions \$, fortement en hausse par rapport à 95 millions \$ au même trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels a reflété les marges accrues dans presque tous les secteurs de l'entreprise, combinées à des coûts d'exploitation plus bas. Les coûts d'exploitation

au deuxième trimestre de 2006 avaient reflété les importantes révisions dans les raffineries. Ce facteur avait été contrebalancé en partie par l'amortissement pour dépréciation et épuisement accru associé à des dépenses en immobilisations additionnelles.

Le bénéfice net du secteur Aval a été de 259 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 139 millions \$ au même trimestre de 2006. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 comprend un gain de 4 millions \$ à la vente d'éléments d'actif et une économie d'impôts futurs de 6 millions \$. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2006 comprenait un gain de 3 millions \$ à la vente d'éléments d'actif et une économie d'impôts futurs de 41 millions \$.

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



	Deuxième trimestre 2007	Deuxième trimestre 2006
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	<b>217 \$</b>	78 \$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$/baril) <sup>(1)</sup>	<b>24,76 \$</b>	14,67 \$
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	<b>32 \$</b>	17 \$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port du New York <sup>(1)</sup> a été en moyenne de 24,76 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007, le niveau le plus élevé jamais atteint au cours d'un trimestre, en hausse de près de 70 % par rapport à 14,67 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2006. Le gain au chapitre de la marge de craquage 3-2-1 <sup>(1)</sup> a reflété des stocks d'essence remarquablement bas en raison d'une forte demande de produits pétroliers raffinés, d'une production plus faible que prévu et d'un approvisionnement de produits stable en provenance de l'Europe. L'écart moyen entre les prix internationaux du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd a été de 13,45 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 14,90 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2006.

Au deuxième trimestre de 2007, les ventes totales de produits pétroliers raffinés, à 4,7 milliards de litres, sont demeurées relativement inchangées par rapport à la même période de l'an dernier. Les ventes dans les circuits de produits rapportant des marges plus élevées ont augmenté de 3 % par rapport à l'an dernier, ce qui reflète la forte demande sur le marché de détail et la solide exécution des programmes de marketing et de vente de lubrifiants de la Société.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 217 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, en forte hausse par rapport à 78 millions \$ au même trimestre de 2006. Les résultats ont reflété les marges accrues pour l'essence, les distillats, les lubrifiants et les produits pétrochimiques.

(1) Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, le calcul de la marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été modifié et il est maintenant basé sur le prix de l'essence de base reformulée destinée à être mélangée à des composés oxygénés (c.-à-d. la base pour les mélanges d'essence contenant 10 % d'éthanol dénaturé) plutôt que sur le prix de l'essence classique. En raison de cette modification des spécifications, les valeurs des marges de craquage pour 2007 ne sont pas directement comparables aux valeurs de 2006.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 32 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 17 millions \$ au même trimestre de 2006. Au deuxième trimestre de 2007, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues pour le carburant, les lubrifiants et les produits et services non pétroliers. Les marges du segment Commercialisation ont continué d'être touchées par la vive concurrence dans plusieurs des principaux marchés au Canada.

#### Activités de révision dans le secteur Aval

Aucune révision majeure n'est planifiée aux installations d'aval de la Société pour le reste de 2007.

#### Projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton

À la raffinerie d'Edmonton, la Société investit dans la conversion de l'usine en vue de pouvoir utiliser une charge d'alimentation à base de bitume. Le programme de conversion de raffinerie prévoit la valorisation de 26 000 barils/j de bitume et le traitement de 48 000 barils/j de pétrole brut synthétique sulfureux, qui remplacera la charge d'alimentation en brut léger classique raffinée à l'heure actuelle.

À la fin du deuxième trimestre de 2007, Petro-Canada avait achevé 34 % de la construction et tous les principaux récipients et modules étaient sur le site. De l'investissement total estimé à 2 milliards \$, environ 65 % avaient été affectés à la fin du deuxième trimestre de 2007. Les installations devraient démarrer au quatrième trimestre de 2008.

## SOCIÉTÉ

Services partagés (en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Perte nette</b>	<b>(58)</b>	<b>\$ (56)</b>	<b>\$ (72)</b>	<b>\$ (145)</b>
Gain à la conversion de devises étrangères	<b>104</b>	61	<b>120</b>	60
<b>Perte d'exploitation</b>	<b>(162)</b>	<b>\$ (117)</b>	<b>\$ (192)</b>	<b>\$ (205)</b>
Recouvrement (charge) lié(e) à la rémunération à base d'actions	<b>(97)</b>	1	<b>(89)</b>	(41)
Ajustements d'impôt	<b>(1)</b>	(71)	<b>(1)</b>	(71)
<b>Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>(64)</b>	<b>\$ (47)</b>	<b>\$ (102)</b>	<b>\$ (93)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>(197)</b>	<b>\$ (122)</b>	<b>\$ (204)</b>	<b>\$ (196)</b>

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 64 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, comparativement à une perte de 47 millions \$ à la même période de 2006. La perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels au deuxième trimestre de 2007 comprend une charge de 97 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, comparativement à un recouvrement de 1 million \$ au deuxième trimestre de 2006.

Les intérêts débiteurs ont été de 41 millions \$ avant impôts au deuxième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 42 millions \$ au deuxième trimestre de l'an dernier.

Au deuxième trimestre de 2007, les Services partagés ont enregistré une perte nette de 58 millions \$, comparativement à une perte de 56 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. La perte nette des Services partagés comprend des gains à la conversion de devises étrangères liés à la dette à long terme.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont subi l'incidence de deux éléments qui occasionnent typiquement des écarts entre le bénéfice et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société ont diminué les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'environ 13 millions \$ au cours du trimestre, comparativement à une diminution de 30 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 diminué les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement de 18 millions \$ au deuxième trimestre de 2007, par rapport à une diminution de 48 millions \$ au deuxième trimestre de 2006.

## LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>1 435</b>	<b>\$ 799</b>	<b>\$ 2 601</b>	<b>\$ 1 685</b>
Diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation poursuivies	(85)	(45)	(85)	(74)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement</b>	<b>1 350</b>	<b>\$ 754</b>	<b>\$ 2 516</b>	<b>\$ 1 611</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées	–	–	–	15
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation abandonnées	–	–	–	2
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement</b>	<b>1 350</b>	<b>\$ 754</b>	<b>\$ 2 516</b>	<b>\$ 1 628</b>
Sorties nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(771)	(757)	(1 422)	(880)
Activités de financement avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(475)	(392)	(623)	(898)
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(7)	(37)	(66)	2
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	<b>97</b>	<b>\$ (432)</b>	<b>\$ 405</b>	<b>\$ (148)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>904</b>	<b>\$ 641</b>	<b>\$ 904</b>	<b>\$ 641</b>

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 liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et le ratio dette/dette plus les capitaux propres. Le ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement de Petro-Canada, une importante mesure de l'effet de levier à court terme, était de 0,6 fois au 30 juin 2007, 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 18,6 % au 30 juin 2007, au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

<b>Ratios financiers</b>	<b>30 juin 2007</b>	31 décembre 2006	30 juin 2006
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement <i>(en nombre de fois)</i>	<b>0,6</b>	0,8	0,7
Dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	<b>18,6</b>	21,7	22,8

### Activités d'exploitation

En excluant la trésorerie et les équivalents de trésorerie et la tranche à court terme de la dette à long terme, le fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation était de 1 047 millions \$ à la fin du deuxième trimestre de 2007, relativement inchangé par rapport à un fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation de 1 014 millions \$ au 31 décembre 2006.



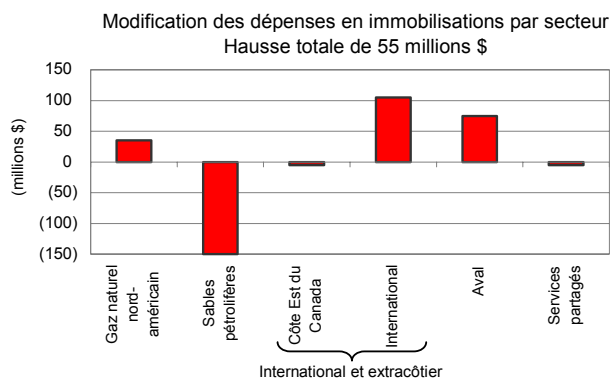
**Activités d'investissement**

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Amont</b>				
Gaz naturel nord-américain	116 \$	121 \$	321 \$	334 \$
Sables pétrolifères	106	76	196	195
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	48	81	86	134
International <sup>(1)</sup>	172	175	329	296
	<b>442</b>	<b>453</b>	<b>932</b>	<b>959</b>
<b>Aval</b>				
Raffinage et approvisionnement	292	238	497	475
Ventes et marketing	22	24	36	32
Lubrifiants	5	32	7	38
	<b>319</b>	<b>294</b>	<b>540</b>	<b>545</b>
Services partagés	7	5	12	6
<b>Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration</b>	<b>768</b>	<b>752</b>	<b>1 484</b>	<b>1 510</b>
Autres actifs	15	23	32	32
<b>Total – activités poursuivies</b>	<b>783</b>	<b>775</b>	<b>1 516</b>	<b>1 542</b>
Activités abandonnées	–	–	–	1
<b>Total</b>	<b>783 \$</b>	<b>775 \$</b>	<b>1 516 \$</b>	<b>1 543 \$</b>

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

*Prévisions de dépenses en immobilisations*

Les dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies en 2007 devraient s'élever à 4 115 millions \$, légèrement en hausse par rapport aux prévisions du 14 décembre 2006, qui étaient de 4 060 millions \$.



Les dépenses en immobilisations du secteur International en 2007 devraient augmenter de 105 millions \$ par rapport à l'indication antérieure. Cette hausse est due principalement aux coûts plus élevés que prévu pour le forage en mer à Trinité-et-Tobago. Les dépenses en immobilisations dans le secteur Aval devraient augmenter de 75 millions \$ par rapport à l'indication déjà fournie pour 2007. Cette hausse reflète les dépenses prévues plus élevées pour le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, certaines dépenses du projet prévues pour 2008 ayant été engagées en 2007. Ceci a été contrebalancé en partie par des dépenses moins importantes que prévu cette année pour le projet de cokeur proposé à Montréal. L'investissement additionnel de 35 millions \$ dans le secteur Gaz naturel nord-américain, comparativement à l'indication antérieure, reflète l'activité d'acquisition à petite échelle. La diminution de 150 millions \$ des investissements prévus dans le secteur Sables pétrolifères, comparativement à l'indication antérieure, s'explique principalement par le calendrier des dépenses en immobilisations pour le projet d'agrandissement de MacKay River et le projet Fort Hills.

Dépenses en immobilisations par secteur (en millions de dollars canadiens)	Prévisions pour 2007 Au 26 juillet 2007	Prévisions pour 2007 Au 14 décembre 2006
<b>Amont</b>		
Gaz naturel nord-américain	825 \$	790 \$
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	620	770
Côte Est du Canada	205	210
International	970	865
	<b>2 620</b>	2 635
<b>Aval</b>		
Raffinage et approvisionnement	1 285	1 215
Ventes et marketing	150	150
Lubrifiants	30	25
	<b>1 465</b>	1 390
Services partagés	30	35
<b>Total – activités poursuivies</b>	<b>4 115 \$</b>	4 060 \$

### Activités de financement

À la fin du deuxième trimestre de 2007, les facilités de crédit consortiales consenties à la Société totalisaient 2 200 millions \$. La Société disposait aussi de facilités de crédit à vue bilatérales de 964 millions \$. Un montant total de 1 556 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la couverture de découverts au 30 juin 2007. 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 deuxième trimestre de 2007.

Au 30 juin 2007, les titres d'emprunt non garantis à long terme de la Société étaient cotés Baa2 par Moody's Investors Services, BBB par Standard & Poor's et A (bas) par Dominion Bond Rating Service. Ces cotes de crédit attribuées à la dette à long terme de la Société demeurent inchangées par rapport à la fin de l'exercice 2006.

#### Remise d'argent aux actionnaires

Les utilisations prioritaires de la trésorerie de Petro-Canada sont de financer le programme d'immobilisations et les occasions de croissance rentable et de remettre de l'argent aux actionnaires par la voie de dividendes et d'un programme de rachat d'actions. Petro-Canada a renouvelé son programme d'offre publique de rachat d'actions ordinaires dans le cours normal des activités, ce qui autorise la Société à racheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation durant la période du 22 juin 2007 au 21 juin 2008, sous réserve de certaines conditions.

Au deuxième trimestre de 2007, la Société a racheté 8 millions d'actions, comparativement à 7,1 millions à la même période l'an dernier. Le niveau d'activité du programme de rachat d'actions au deuxième trimestre de 2007 a reflété l'utilisation des liquidités générées par les prix élevés des marchandises en sus des besoins pour les dépenses en immobilisations planifiées. Le niveau d'activité du programme de rachat d'actions au cours des deux premiers trimestres de 2006 a reflété l'utilisation du produit de la vente des actifs syriens parvenus à maturité pour racheter des actions. Les futurs rachats d'actions dépendront des liquidités excédentaires disponibles après avoir tenu compte des utilisations prioritaires de la trésorerie de la Société.

Période	Actions rachetées		Prix moyen		Coût total (en millions \$)	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Premier trimestre	2 000 000	8 786 800	43,63 \$	54,14 \$	87 \$	476 \$
Deuxième trimestre	8 000 000	7 100 000	53,44 \$	49,32 \$	428 \$	350 \$
Cumul annuel	10 000 000	15 886 800	51,48 \$	51,98 \$	515 \$	826 \$

#### Passif éventuel et obligations contractuelles

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2006 de la Société et les passifs éventuels sont communiqués à la note 25 des états financiers consolidés annuels de 2006. Les obligations contractuelles au 31 mars 2007 totalisaient 27,6 milliards \$. Au cours du deuxième trimestre de 2007, les obligations contractuelles totales ont diminué d'environ 1 milliard \$ en raison de l'appréciation du dollar canadien et des volumes plus faibles des contrats d'achat d'approvisionnements dans le secteur Aval.

### *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 2006. Ces entités ne sont pas consolidées, car Petro-Canada n'est pas le principal bénéficiaire et que l'exposition maximale de la Société au risque de pertes susceptibles de découler de ces contrats ne devrait pas être importante.

## **RISQUE**

### *Contrats dérivés*

Dans le cadre de son acquisition d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, Petro-Canada a conclu une série de contrats dérivés liés à la vente future de pétrole brut sur la base des prix du pétrole brut Brent. Par suite de l'augmentation des prix du pétrole brut Brent au deuxième trimestre de 2007, par rapport au premier trimestre de 2007, la perte non réalisée évaluée à la valeur de marché découlant de ces contrats dérivés a été de 28 millions \$ après impôts au deuxième trimestre de 2007. Cela se compare à une perte non réalisée de 137 millions \$ après impôts au deuxième trimestre de 2006.

Au 30 juin 2007, 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 2006. Les activités de gestion des risques de Petro-Canada sont menées conformément aux politiques et aux lignes directrices établies par le Conseil d'administration. Les lecteurs devraient se reporter à la notice annuelle 2006 de Petro-Canada et à la section traitant de la gestion des risques du rapport de gestion annuel 2006.

## **INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT**

Au 30 juin 2007, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 488,8 millions et, en moyenne au deuxième trimestre 2007, ce nombre était de 493,1 millions, comparativement à 500,8 millions d'actions ordinaires en circulation au 30 juin 2006 et à un nombre moyen de 505,3 millions d'actions ordinaires en circulation pour le trimestre terminé le 30 juin 2006.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 26 juillet 2007 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-888-458-1598 (sans frais en Amérique du Nord), le 00-800-8358-7111 (sans frais à l'étranger), le 416-883-0139 ou le 403-232-6311 à 8 h 55 (HAE) et entrer le code d'accès 63215#. Les représentants des médias sont invités à poser des questions à la fin de la conférence. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence téléphonique en direct pourront en écouter un enregistrement environ une heure après la fin de la conférence en composant le 1-877-653-0545 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 403-232-0933 (entrer le code d'accès 506954#). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/fr/investors/845.aspx> le 26 juillet 2007 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 juin 2007**

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Avant redevances</b>				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	12,6	14,2	12,5	14,4
Sables pétrolifères Internationale et extracôtier Côte Est du Canada	52,4	45,6	56,0	45,7
International	108,4	64,1	102,8	71,7
Mer du Nord	84,7	31,3	74,7	33,0
Autres – International <sup>(2)</sup>	46,2	49,8	46,4	50,2
	<b>304,3</b>	<b>205,0</b>	<b>292,4</b>	<b>215,0</b>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de p <sup>3</sup> /j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	599	605	602	620
International				
Mer du Nord	49	65	58	72
Autres – International <sup>(2)</sup>	73	56	74	61
	<b>721</b>	<b>726</b>	<b>734</b>	<b>753</b>
Production totale liée aux activités poursuivies, nette avant redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
	<b>425</b>	<b>326</b>	<b>415</b>	<b>340</b>
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)	–	–	–	10,2
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de p <sup>3</sup> /j)	–	–	–	4
Production totale tirée des activités abandonnées, nette avant redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
	–	–	–	11
Production totale, nette avant redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
	<b>425</b>	<b>326</b>	<b>415</b>	<b>351</b>
<b>Après redevances</b>				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	10,0	10,7	9,8	10,9
Sables pétrolifères Internationale et extracôtier Côte Est du Canada	47,6	42,3	51,4	42,7
International	95,1	59,8	90,9	65,5
Mer du Nord	84,7	31,3	74,7	33,0
Autres – International <sup>(2)</sup>	41,8	45,2	41,6	45,4
	<b>279,2</b>	<b>189,3</b>	<b>268,4</b>	<b>197,5</b>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de p <sup>3</sup> /j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	470	491	473	487
International				
Mer du Nord	49	65	58	72
Autres – International <sup>(2)</sup>	37	28	44	30
	<b>556</b>	<b>584</b>	<b>575</b>	<b>589</b>
Production totale liée aux activités poursuivies, nette après redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
	<b>372</b>	<b>287</b>	<b>364</b>	<b>296</b>
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)	–	–	–	2,7
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de p <sup>3</sup> /j)	–	–	–	1
Production totale tirée des activités abandonnées, nette après redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
	–	–	–	3
Production totale, nette après redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
	<b>372</b>	<b>287</b>	<b>364</b>	<b>299</b>
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m <sup>3</sup> /j)				
Essences	24,4	25,3	23,6	23,8
Distillats	17,9	18,4	20,3	19,7
Divers, dont les produits pétrochimiques	9,4	7,8	8,5	7,2
	<b>51,7</b>	<b>51,5</b>	<b>52,4</b>	<b>50,7</b>
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m <sup>3</sup> /j)				
	<b>41,1</b>	<b>32,3</b>	<b>40,0</b>	<b>35,9</b>
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage)				
	<b>102</b>	<b>80</b>	<b>99</b>	<b>89</b>
Bénéfice d'exploitation après impôts du secteur Aval (en cents/litre)				
	<b>5,4</b>	<b>2,9</b>	<b>4,6</b>	<b>2,3</b>

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

(2) La région Autres – International exclut la production des actifs producteurs syriens parvenus à maturité 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 pi<sup>3</sup> de gaz naturel pour un baril de pétrole.

## PRIX MOYENS RÉALISÉS

### 30 juin 2007

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Pétrole brut et LGN ( <i>en \$/barils</i> )				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	<b>63,74</b>	69,99	<b>60,92</b>	66,01
Sables pétrolifères	<b>56,32</b>	64,09	<b>54,40</b>	53,43
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	<b>75,29</b>	75,85	<b>70,81</b>	72,36
International				
Mer du Nord	<b>70,31</b>	76,29	<b>68,73</b>	73,67
Autres – International	<b>75,31</b>	77,27	<b>71,01</b>	74,28
Total – pétrole brut et LGN tirés des activités poursuivies	<b>70,14</b>	73,18	<b>66,73</b>	68,52
Activités abandonnées	–	–	–	71,84
Total – pétrole brut et LGN	<b>70,14</b>	73,18	<b>66,73</b>	68,67
Gaz naturel ( <i>en \$/millier de pi<sup>3</sup></i> )				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	<b>6,87</b>	6,17	<b>7,13</b>	7,45
International				
Mer du Nord	<b>7,54</b>	8,17	<b>8,13</b>	9,29
Autres – International	<b>4,59</b>	5,08	<b>4,76</b>	5,74
Total – gaz naturel tiré des activités poursuivies	<b>6,79</b>	6,31	<b>7,06</b>	7,53
Activités abandonnées	–	–	–	7,94
Total – gaz naturel	<b>6,79</b>	6,31	<b>7,06</b>	7,54

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

## TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS

### 30 juin 2007

<i>(en pourcentage des produits des ventes)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Gaz naturel nord-américain	<b>22 %</b>	20 %	<b>21 %</b>	22 %
Sables pétrolifères	<b>9 %</b>	7 %	<b>8 %</b>	6 %
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	<b>12 %</b>	7 %	<b>12 %</b>	9 %
International				
Mer du Nord	–	–	–	–
Autres – International	<b>18 %</b>	16 %	<b>17 %</b>	17 %
Total – activités poursuivies	<b>12 %</b>	12 %	<b>12 %</b>	13 %
Activités abandonnées	–	–	–	74 %
Total	<b>12 %</b>	12 %	<b>12 %</b>	15 %

**DONNÉES SUR LES ACTIONS**  
**30 juin 2007**

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	493,1	505,3	495,1	508,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	498,3	511,7	500,2	515,5
Bénéfice net – de base (en \$/action)	1,71	0,93	2,90	1,33
– dilué (en \$/action)	1,70	0,92	2,87	1,32
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels				
– de base (en \$/action)	1,63	0,94	2,80	1,89
– dilué (en \$/action)	1,62	0,93	2,77	1,86
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement (en \$/action)	2,74	1,49	5,08	3,17
Dividendes (en \$/action)	0,13	0,10	0,26	0,20
<b>Bourse de Toronto :</b>				
Cours des actions <sup>(1)</sup> – haut	57,20	57,80	57,20	58,59
– bas	45,10	46,11	41,02	46,11
– clôture au 29 juin	56,75	52,96	56,75	52,96
Actions négociées (en millions)	125,0	124,2	288,3	264,5
<b>Bourse de New York :</b>				
Cours des actions <sup>(2)</sup> – haut	53,27	51,11	53,27	51,11
– bas	38,91	41,31	34,91	41,20
– clôture au 29 juin	53,16	47,41	53,16	47,41
Actions négociées (en millions)	37,8	38,2	81,7	72,0

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

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

**PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES****30 juin 2007***(non vérifié, en millions de dollars canadiens)*

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	80 \$	97 \$	152 \$	236 \$
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	33	101	76	82
Côte Est du Canada	334	254	590	483
International	223	61	292	(71)
Aval	255	136	438	209
Services partagés	(162)	(117)	(192)	(205)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	763 \$	532 \$	1 356 \$	734 \$
Gain à la conversion de devises étrangères	104	61	120	60
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(28)	(137)	(88)	(286)
Gain à la vente d'actifs	6	16	47	18
Activités abandonnées	–	–	–	152
<b>Bénéfice net</b>	<b>845 \$</b>	<b>472 \$</b>	<b>1 435 \$</b>	<b>678 \$</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 435 \$	799 \$	2 601 \$	1 685 \$
Diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation poursuivies	(85)	(45)	(85)	(74)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement</b>	<b>1 350 \$</b>	<b>754 \$</b>	<b>2 516 \$</b>	<b>1 611 \$</b>
<b>Capital investi moyen <sup>(1)</sup></b>				
Amont			7 877 \$	8 024 \$
Aval			4 659	3 784
Services partagés			338	191
<b>Total – Société</b>			<b>12 874 \$</b>	<b>11 999 \$</b>
<b>Rendement du capital investi <sup>(1)</sup> (en pourcentage)</b>				
Amont			25,2	22,5
Aval			15,1	11,3
Total – Société			20,2	17,7
<b>Rendement d'exploitation du capital investi <sup>(1)</sup> (en pourcentage)</b>				
Amont			25,2	25,0
Aval			14,9	10,9
Total – Société			19,6	18,1
<b>Rendement des capitaux propres <sup>(1)</sup> (en pourcentage)</b>			24,4	22,1
<b>Dette</b>			2 532	2 775
Trésorerie et équivalents de trésorerie <sup>(1)</sup>			904	641
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement <i>(en nombre de fois)</i>			0,6	0,7
Ratio dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>			18,6	22,8

(1) Comprend les activités abandonnées.

**ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS** (non vérifié)  
**Pour la période terminée le 30 juin**  
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Produits</b>				
Exploitation	5 529 \$	4 836 \$	10 396 \$	9 251 \$
Revenus (charges) de placement et autres (note 5)	(51)	(106)	(77)	(333)
	5 478	4 730	10 319	8 918
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	2 522	2 578	4 830	4 678
Exploitation, commercialisation et frais généraux	986	782	1 813	1 603
Exploration	100	78	242	175
Amortissement pour dépréciation et épuisement	516	312	957	647
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	(124)	(73)	(141)	(71)
Intérêts	41	42	83	87
	4 041	3 719	7 784	7 119
<b>Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts</b>	1 437	1 011	2 535	1 799
<b>Impôt sur les bénéfices (note 6)</b>				
Exigibles	606	626	1 097	1 158
Futurs	(14)	(87)	3	115
	592	539	1 100	1 273
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	845	472	1 435	526
<b>Bénéfice net lié aux activités abandonnées (note 4)</b>	-	-	-	152
<b>Bénéfice net</b>	845 \$	472 \$	1 435 \$	678 \$
<b>Bénéfice par action lié aux activités poursuivies (note 7)</b>				
De base	1,71 \$	0,93 \$	2,90 \$	1,03 \$
Dilué	1,70 \$	0,92 \$	2,87 \$	1,02 \$
<b>Bénéfice par action (note 7)</b>				
De base	1,71 \$	0,93 \$	2,90 \$	1,33 \$
Dilué	1,70 \$	0,92 \$	2,87 \$	1,32 \$

**ÉTAT DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ** (non vérifié) (note 3)  
**Pour la période terminée le 30 juin**  
(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>	845 \$	472 \$	1 435 \$	678 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôt</b>				
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(203)	38	(196)	93
<b>Résultat étendu</b>	642 \$	510 \$	1 239 \$	771 \$

Voir les notes complémentaires



**ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS** (non vérifié)**Pour la période terminée le 30 juin**

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net	845 \$	472 \$	1 435 \$	678 \$
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	-	-	-	152
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	845	472	1 435	526
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	516	312	957	647
Impôts futurs	(14)	(87)	3	115
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	17	14	34	27
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(124)	(73)	(141)	(71)
Gain à la vente d'actifs	(8)	(18)	(70)	(20)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard (note 12)	40	108	128	327
Autres	7	7	7	13
Frais d'exploration	71	19	163	47
Diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation poursuivies	85	45	85	74
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 435	799	2 601	1 685
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées (note 4)	-	-	-	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 435	799	2 601	1 700
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(768)	(752)	(1 484)	(1 511)
Produit de la vente d'actifs (note 4)	12	18	94	663
Augmentation des autres actifs	(15)	(23)	(32)	(32)
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(92)	(82)	(151)	(70)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(863)	(839)	(1 573)	(950)
<b>Activités de financement</b>				
Remboursement de la dette à long terme	(1)	(2)	(3)	(4)
Produit de l'émission d'actions ordinaires (note 9)	18	11	24	33
Achat d'actions ordinaires (note 9)	(428)	(350)	(515)	(826)
Dividendes sur les actions ordinaires	(64)	(51)	(129)	(101)
Flux de trésorerie affectés aux activités de financement	(475)	(392)	(623)	(898)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	97	(432)	405	(148)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	807	1 073	499	789
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	904 \$	641 \$	904 \$	641 \$

Voir les notes complémentaires

**BILAN CONSOLIDÉ** (non vérifié)**Au 30 juin 2007**

(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2007		31 décembre 2006	
<b>Actif</b>				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	904	\$	499	\$
Débiteurs	1 746		1 600	
Stocks	737		632	
Impôts futurs	200		95	
	3 587		2 826	
Immobilisations corporelles, montant net	18 463		18 577	
Écart d'acquisition	734		801	
Autres actifs (note 3)	362		442	
	23 146	\$	22 646	\$
<b>Passif et capitaux propres</b>				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer (note 12)	3 573	\$	3 319	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	157		22	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 8)	4		7	
	3 734		3 348	
Dette à long terme (notes 3 et 8)	2 528		2 887	
Autres passifs (note 12)	1 682		1 826	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 159		1 170	
Impôts futurs	2 973		2 974	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 9)	1 365		1 366	
Surplus d'apport (note 9)	26		469	
Bénéfices non répartis	9 826		8 557	
Autres éléments du résultat étendu cumulés (note 3)				
Écart de conversion de devises étrangères	(147)		49	
	11 070		10 441	
	23 146	\$	22 646	\$

**ÉTAT DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS** (non vérifié)**Pour la période terminée le 30 juin**

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	9 090	7 174	8 557	7 018
Effet cumulatif de l'adoption de nouvelles conventions comptables (note 3)	-	-	8	-
Bénéfice net	845	472	1 435	678
Dividendes sur les actions ordinaires	(64)	(51)	(129)	(101)
Charges liées à l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (note 9)	(45)	-	(45)	-
Bénéfices non répartis à la fin de la période	9 826	7 595	9 826	7 595

Voir les notes complémentaires

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

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES  
Trimestre terminé le 30 juin

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		International et extracôtier				Aval		Services partagés		Total des données consolidées	
	2007	2006	2007	2006	Côte Est du Canada		International		2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>Produits</b>														
Ventes aux clients	359	\$ 357	\$ 147	\$ 132	\$ 780	\$ 531	\$ 911	\$ 611	\$ 3 332	\$ 3 205	\$ -	\$ -	\$ 5 529	\$ 4 836
Revenus (charges) de placement et autres <sup>(1)</sup>	4	2	2	-	(6)	3	(39)	(111)	(1)	5	(11)	(5)	(51)	(106)
Ventes intersectorielles	83	83	221	208	109	35	-	-	3	3	-	-		
<b>Produits sectoriels</b>	<b>446</b>	<b>442</b>	<b>370</b>	<b>340</b>	<b>883</b>	<b>569</b>	<b>872</b>	<b>500</b>	<b>3 334</b>	<b>3 213</b>	<b>(11)</b>	<b>(5)</b>	<b>5 478</b>	<b>4 730</b>
<b>Charges</b>														
Achats de pétrole brut et de produits	62	66	124	90	211	127	-	-	2 121	2 299	4	(4)	2 522	2 578
Opérations intersectorielles	2	-	6	6	2	3	-	-	406	320	-	-		
Exploitation, commercialisation et frais généraux	120	118	156	128	59	61	115	70	358	388	178	17	986	782
Exploration	41	24	5	6	5	2	49	46	-	-	-	-	100	78
Amortissement pour dépréciation et épuisement	109	98	40	24	111	54	180	76	72	57	4	3	516	312
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(124)	(73)	(124)	(73)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41	42	41	42
	334	306	331	254	388	247	344	192	2 957	3 064	103	(15)	4 041	3 719
<b>Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts</b>	<b>112</b>	<b>136</b>	<b>39</b>	<b>86</b>	<b>495</b>	<b>322</b>	<b>528</b>	<b>308</b>	<b>377</b>	<b>149</b>	<b>(114)</b>	<b>10</b>	<b>1 437</b>	<b>1 011</b>
<b>Impôts sur les bénéfices</b>														
Exigibles (note 6)	41	82	(16)	5	187	109	368	308	61	56	(35)	66	606	626
Futurs (note 6)	(10)	(43)	21	(20)	(26)	(41)	(35)	63	57	(46)	(21)	-	(14)	(87)
	31	39	5	(15)	161	68	333	371	118	10	(56)	66	592	539
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	<b>81</b>	<b>\$ 97</b>	<b>\$ 34</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 334</b>	<b>\$ 254</b>	<b>\$ 195</b>	<b>\$ (63)</b>	<b>\$ 259</b>	<b>\$ 139</b>	<b>\$ (58)</b>	<b>\$ (56)</b>	<b>\$ 845</b>	<b>\$ 472</b>
<b>Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies</b> <sup>(2)</sup>	<b>116</b>	<b>\$ 121</b>	<b>\$ 106</b>	<b>\$ 76</b>	<b>\$ 48</b>	<b>\$ 81</b>	<b>\$ 172</b>	<b>\$ 175</b>	<b>\$ 319</b>	<b>\$ 294</b>	<b>\$ 7</b>	<b>\$ 5</b>	<b>\$ 768</b>	<b>\$ 752</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>247</b>	<b>\$ 167</b>	<b>\$ 160</b>	<b>\$ 54</b>	<b>\$ 346</b>	<b>\$ 259</b>	<b>\$ 356</b>	<b>\$ 186</b>	<b>\$ 320</b>	<b>\$ 277</b>	<b>\$ 6</b>	<b>\$ (144)</b>	<b>\$ 1 435</b>	<b>\$ 799</b>
<b>Total de l'actif lié aux activités poursuivies</b>	<b>4 032</b>	<b>\$ 3 701</b>	<b>\$ 2 985</b>	<b>\$ 2 770</b>	<b>\$ 2 369</b>	<b>\$ 2 452</b>	<b>\$ 5 766</b>	<b>\$ 5 290</b>	<b>\$ 7 293</b>	<b>\$ 6 036</b>	<b>\$ 701</b>	<b>\$ 526</b>	<b>\$ 23 146</b>	<b>\$ 20 775</b>

(1) Les revenus (charges) de placement et autres pour le secteur International comprennent des pertes non réalisées découlant des contrats dérivés associés à Buzzard de 40 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2007 (108 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2006) (notes 5 et 12).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 7 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2007 (7 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2006).

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

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES (note 4)  
Semestre terminé le 30 juin

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		International et extracôtier				Aval		Services partagés		Total des données consolidées	
	2007	2006	2007	2006	Côte Est du Canada		International		2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>Produits</b>														
Ventes aux clients	708	\$ 808	\$ 313	\$ 248	\$ 1 381	\$ 919	\$ 1 575	\$ 1 315	\$ 6 419	\$ 5 961	\$ -	\$ -	\$ 10 396	\$ 9 251
Revenus (charges) de placement et autres <sup>(1)</sup>	65	1	-	-	(6)	(1)	(129)	(334)	(4)	2	(3)	(1)	(77)	(333)
Ventes intersectorielles	168	178	443	363	238	157	-	-	7	7	-	-	-	-
Produits sectoriels	941	987	756	611	1 613	1 075	1 446	981	6 422	5 970	(3)	(1)	10 319	8 918
<b>Charges</b>														
Achats de pétrole brut et de produits	103	136	254	201	387	172	-	-	4 079	4 171	7	(2)	4 830	4 678
Opérations intersectorielles	4	2	10	17	4	5	-	-	838	681	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et frais généraux	244	223	287	263	118	108	277	160	710	742	177	107	1 813	1 603
Exploration	97	72	24	12	9	1	112	90	-	-	-	-	242	175
Amortissement pour dépréciation et épuisement	217	198	79	61	214	119	298	156	141	110	8	3	957	647
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(141)	(71)	(141)	(71)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83	87	83	87
	665	631	654	554	732	405	687	406	5 768	5 704	134	124	7 784	7 119
<b>Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts</b>	276	356	102	57	881	670	759	575	654	266	(137)	(125)	2 535	1 799
<b>Impôts sur les bénéfices</b>														
Exigibles (note 6)	102	166	(10)	(10)	325	233	626	668	117	92	(63)	9	1 097	1 158
Futurs (note 6)	(19)	(46)	35	(15)	(34)	(46)	(71)	251	94	(40)	(2)	11	3	115
	83	120	25	(25)	291	187	555	919	211	52	(65)	20	1 100	1 273
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	193	\$ 236	\$ 77	\$ 82	\$ 590	\$ 483	\$ 204	\$ (344)	\$ 443	\$ 214	\$ (72)	\$ (145)	\$ 1 435	\$ 526
<b>Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies<sup>(2)</sup></b>	321	\$ 334	\$ 196	\$ 195	\$ 86	\$ 134	\$ 329	\$ 296	\$ 540	\$ 545	\$ 12	\$ 6	\$ 1 484	\$ 1 510
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	406	\$ 408	\$ 229	\$ 107	\$ 827	\$ 605	\$ 633	\$ 489	\$ 534	\$ 292	\$ (28)	\$ (216)	\$ 2 601	\$ 1 685
<b>Total de l'actif lié aux activités poursuivies</b>	4 032	\$ 3 701	\$ 2 985	\$ 2 770	\$ 2 369	\$ 2 452	\$ 5 766	\$ 5 290	\$ 7 293	\$ 6 036	\$ 701	\$ 526	\$ 23 146	\$ 20 775

(1) Les revenus (charges) de placement et autres pour le secteur International comprennent des pertes non réalisées découlant des contrats dérivés associés à Buzzard de 128 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2007 (327 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2006) (notes 5 et 12).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 13 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2007 (14 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2006).

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

## 2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers 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 vérifiés datés du 31 décembre 2006. 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 des états financiers consolidés annuels, sauf en ce qui a trait aux modifications indiquées à la note 3.

## 3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

La Société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2007, les chapitres suivants du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) : 1530, *Résultat étendu*; 3855, *Instruments financiers – comptabilisation et évaluation*; 3861, *Instruments financiers – information à fournir et présentation*; 3865, *Couvertures*.

Conformément à l'adoption du chapitre 1530 de l'ICCA, *Résultat étendu*, un nouvel état du résultat étendu fait désormais partie des états financiers consolidés de la Société. Les gains et les pertes à la conversion en dollars canadiens des actifs et des passifs, incluant la dette à long terme, associés aux établissements étrangers autonomes de la Société sont maintenant présentés en tant qu'élément distinct faisant partie des autres éléments du résultat étendu dans l'état du résultat étendu consolidé. Les autres éléments du résultat étendu cumulés sont présentés en tant qu'élément distinct faisant partie des capitaux propres dans le bilan consolidé. Auparavant, ces gains et ces pertes étaient reportés et inclus dans l'écart de conversion de devises étrangères en tant que composantes des capitaux propres.

Conformément à l'adoption du chapitre 3855 de l'ICCA, *Instruments financiers – comptabilisation et évaluation*, la dette à long terme est évaluée à la juste valeur lorsqu'elle est initialement comptabilisée et, suite à sa comptabilisation initiale, au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les frais de transaction et les primes ou escomptes directement attribuables à l'émission de titres d'emprunt à long terme sont maintenant ajoutés à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. Auparavant, ces montants étaient reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de la dette. Les montants non amortis étaient présentés séparément dans les autres actifs dans le bilan consolidé. Conformément à l'application de dispositions transitoires, les périodes antérieures n'ont pas été retraitées à la suite de l'adoption de cette nouvelle convention comptable. Pour constater l'effet cumulatif des périodes antérieures, le tableau suivant illustre les catégories du bilan qui ont été touchées au 1<sup>er</sup> janvier 2007 :

	Augmentation / (Diminution)	
Autres actifs	(101)	\$
Dette à long terme	(112)	
Passif d'impôts futurs	3	
Bénéfices non répartis	8	

Il n'y a aucune autre incidence importante sur les états financiers consolidés relativement à l'adoption des nouvelles normes.

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

#### 4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 31 janvier 2006, la Société a procédé à la clôture de la vente de ses actifs producteurs syriens parvenus à maturité pour un produit net de 640 millions \$ et a comptabilisé un gain à la vente de 134 millions \$.

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits <sup>(1)</sup>	- \$	- \$	- \$	168 \$
Charges				
Exploitation, commercialisation et frais généraux	-	-	-	6
	-	-	-	6
Bénéfice lié aux activités abandonnées avant impôts	-	-	-	162
Impôts sur les bénéfices	-	-	-	10
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	- \$	- \$	- \$	152 \$

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

#### 5. REVENUS (CHARGES) DE PLACEMENT ET AUTRES

Les revenus (charges) de placement et autres comprennent des pertes nettes sur les contrats dérivés (note 12) de 48 millions \$ et de 141 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement (110 millions \$ et 334 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006) et des gains nets à la vente d'actifs de 8 millions \$ et de 70 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement (18 millions \$ et 20 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006).

#### 6. IMPÔTS FUTURS

Les impôts sur le bénéfice futurs pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007 et le 30 juin 2006 ont été réduits de 18 millions \$ et de 63 millions \$, respectivement, en raison de la réduction 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 – 1 million \$ (6 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006), Sables pétrolifères – 7 millions \$ (44 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006), Côte Est du Canada – 5 millions \$ (37 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006), International – néant \$ ((64) millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006), Aval – 6 millions \$ (41 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006) et Services partagés – (1) million \$ ((1) million \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006).

Les impôts sur le bénéfice futurs pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007 ont été réduits de 30 millions \$ en raison d'une augmentation du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni et de son incidence sur les dépenses en immobilisations admissibles en 2005, ces dernières étant déduites au taux majoré. Les impôts sur le bénéfice futurs pour le semestre terminé le 30 juin 2006 comprenaient une charge de 242 millions \$ liée à l'augmentation en vigueur du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni. L'ajustement a été affecté au secteur International de la Société.

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

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

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le tableau ci-dessous indique le nombre d'actions ordinaires utilisé pour le calcul du bénéfice par action :

(en millions)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	493,1	505,3	495,1	508,8
Effet des options sur actions dilutives	5,2	6,4	5,1	6,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	498,3	511,7	500,2	515,5

8. DETTE À LONG TERME

	Échéance	30 juin 2007 (note 3)	31 décembre 2006
Obligations et effets			
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	622 \$	699 \$
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	271	349
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	255	291
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	287	321
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	316	349
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	420	466
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	298	349
Contrats de location-acquisition	2007-2022	63	70
		2 532	2 894
Tranche à court terme		(4)	(7)
		2 528 \$	2 887 \$

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 2006	497 538 385	1 366 \$	469 \$
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionariat des employés	1 237 235	27	(1)
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(10 000 000)	(28)	(442)
Solde au 30 juin 2007	488 775 620	1 365 \$	26 \$

En juin 2007, 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 allant du 22 juin 2007 au 21 juin 2008, sous réserve de certaines conditions. Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007, la Société a racheté 8 000 000 d'actions ordinaires pour un coût total de 428 millions \$ et 10 000 000 d'actions ordinaires pour un coût total de 515 millions \$, respectivement (7 100 000 actions ordinaires pour un coût de 350 millions \$ et 15 886 800 actions ordinaires pour un coût de 826 millions \$ au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2006). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions rachetées a été comptabilisé comme une réduction du surplus d'apport et des bénéfices non répartis.

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

10. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Le total de la charge (du recouvrement) enregistré au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de 153 millions \$ et de 139 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement ((3) millions \$ et 62 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006).

(a) Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR)

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	Nombre
Solde au 31 décembre 2006	20 714 733	31 \$	1 482 986
Options octroyées	3 323 800	44	242 139
Options levées sur actions ordinaires	(1 237 235)	20	s.o.
Options cédées pour versement au comptant	(451 565)	32	s.o.
Options annulées/expirées	(222 750)	43	(555 358)
Solde au 30 juin 2007	22 126 983	34 \$	1 169 767

(b) Régime de droits à la plus-value des actions (DPV)

À partir de 2007, la Société a approuvé l'octroi de DPV à certains employés, ce qui permet au titulaire de recevoir un paiement en argent égal à la différence entre le prix de levée spécifié et le cours du marché des actions ordinaires de la Société au moment de la cession. La période d'acquisition des droits et les autres conditions sont similaires aux conditions du régime d'options sur actions actuel de la Société. Au moment de l'octroi, le prix de levée correspond approximativement au prix du marché. Les DPV suivants ont été octroyés :

	DPV	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2006	-	- \$
DPV octroyés	3 650 000	44
DPV annulés	(72 650)	44
Solde au 30 juin 2007	3 577 350	44 \$



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

### 11. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus de l'exercice	10 \$	10 \$	20 \$	20 \$
Intérêts débiteurs	22	21	44	42
Rendement prévu de l'actif des régimes	(28)	(25)	(56)	(50)
Amortissement de l'actif transitoire	(2)	(2)	(3)	(4)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	11	13	22	26
	13	17	27	34
Régimes à cotisations déterminées				
	5	4	9	8
	18 \$	21 \$	36 \$	42 \$
Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus de l'exercice	2 \$	1 \$	3 \$	2 \$
Intérêts débiteurs	3	3	6	6
Amortissement de l'obligation transitoire	-	1	2	2
	5 \$	5 \$	11 \$	10 \$

La Société s'attend à cotiser 115 millions \$ à ses régimes de retraite en 2007.

### 12. INSTRUMENTS FINANCIERS ET DÉRIVÉS

Les revenus (charges) de placement et autres comprennent les gains et les pertes non réalisés sur les contrats dérivés en cours associés à l'acquisition en 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord. Ces contrats se sont soldés par des pertes non réalisées de 40 millions \$ et de 128 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement (108 millions \$ et 327 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2006).

Les revenus (charges) de placement et autres comprennent des pertes non réalisées sur l'ensemble des contrats dérivés de 45 millions \$ et de 125 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement (108 millions \$ et 327 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006). Au 30 juin 2007, les débiteurs, les créditeurs et les autres passifs comprenaient 2 millions \$, 499 millions \$ et 1 114 millions \$, respectivement, relativement aux montants évalués à la valeur de marché non réalisés sur les contrats dérivés.

### 13. RÉCENTES PRISES DE POSITION SUR LA COMPTABILITÉ

En juin 2007, le Conseil des normes comptables (CNC) a publié le chapitre 3031 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Stocks*. Cette nouvelle norme fournit des directives pour déterminer le coût des stocks. Lorsque les coûts des éléments de stocks ne peuvent être nettement identifiés, les coûts doivent être déterminés au moyen de la méthode du premier entré, premier sorti (PEPS) ou celle du coût moyen pondéré. La méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS) n'est plus acceptable. La norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008 et elle exige l'application rétroactive de la convention comptable aux états financiers des exercices antérieurs. La conversion du coût du pétrole brut et des produits raffinés entraînée par le passage de la méthode DEPS à la méthode PEPS augmentera de façon importante les stocks, les impôts futurs (passif) et les bénéfices non répartis. L'incidence de l'adoption de cette norme sera fondée sur les montants au 31 décembre 2007.