

2007

Rapport trimestriel



Pour publication immédiate
Le 25 octobre 2007

(also published in English)

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

Points saillants

- La Société est en voie d'enregistrer une croissance de 15 % de la production d'amont en 2007, avec l'atteinte du taux de production plateau à Buzzard
- La fiabilité opérationnelle a soutenu les résultats solides du secteur Aval dans une conjoncture moins favorable
- Le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton progresse tel que prévu, en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 630 millions \$ (1,29 \$/action) pour le troisième trimestre, comparativement à 564 millions \$ (1,13 \$/action) au troisième trimestre de 2006. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au troisième trimestre de 2007 ont été de 1 229 millions \$ (2,52 \$/action), comparativement à 1 085 millions \$ (2,17 \$/action) au même trimestre l'an dernier.

Le bénéfice net lié aux activités poursuivies a été de 776 millions \$ (1,59 \$/action) au troisième trimestre de 2007, comparativement à 678 millions \$ (1,36 \$/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'actifs.

« Le troisième trimestre a été un autre trimestre solide pour Petro-Canada et nous devrions connaître un bon exercice », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. « Nous avons amorcé l'exercice en mettant un accent soutenu sur l'exécution de nos plans d'entreprise et cette approche porte fruit. »

Résultats du troisième trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽¹⁾	630 \$	564 \$	2 015 \$	1 542 \$
Bénéfice net	776	678	2 211	1 356
Flux de trésorerie ⁽²⁾	1 229 \$	1 085 \$	3 745 \$	2 713 \$
Rendement d'exploitation du capital investi ⁽³⁾ <i>(en pourcentage)</i>				
Amont			26,7	23,0
Aval			12,6	12,2
Total – Société			19,2	17,5
Résultats consolidés liés aux activités poursuivies ⁽⁴⁾				
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽¹⁾	630 \$	564 \$	2 015 \$	1 524 \$
– en \$/action	1,29	1,13	4,10	3,01
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	776	678	2 211	1 204
– en \$/action	1,59	1,36	4,50	2,38
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 229	1 085	3 745	2 696
– en \$/action	2,52	2,17	7,62	5,33
Dividendes – en \$/action	0,13	0,10	0,39	0,30
Programme de rachat d'actions	220	135	735	961
– en millions d'actions	4,0	2,9	14,0	18,8
Dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies	992 \$	777 \$	2 508 \$	2 319 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	487,6	500,1	491,6	505,9

(1) Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels (qui représente le bénéfice net, excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la vente d'actifs, 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 (voir en page 2, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR).

(2) Liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement (voir en page 2, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR).

(3) Comprend les activités abandonnées.

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

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie et 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 vente d'actifs, 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'impôts, 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, 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 des flux de trésorerie et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement avec la mesure correspondante conforme aux PCGR est exposé dans le tableau à la page 5. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels avec la mesure correspondante conforme aux PCGR est exposé dans le tableau ci-dessous.

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre				Neuf mois terminés les 30 septembre			
	2007	(\$/action)	2006	(\$/action)	2007	(\$/action)	2006	(\$/action)
Bénéfice net	776 \$	1,59 \$	678 \$	1,36 \$	2 211 \$	4,50 \$	1 356 \$	2,68 \$
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	–	–	–	–	–	–	152	–
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	776 \$	1,59 \$	678 \$	1,36 \$	2 211 \$	4,50 \$	1 204 \$	2,38 \$
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères ⁽¹⁾	78	–	(1)	–	198	–	59	–
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard ⁽²⁾	70	–	79	–	(18)	–	(207)	–
Gain à la vente d'actifs	8	–	3	–	55	–	21	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	620 \$	–	597 \$	–	1 976 \$	–	1 331 \$	–
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	(10)	–	31	–	(99)	–	(10)	–
Ajustements d'impôt	–	–	–	–	48	–	(185)	–
Indemnités d'assurance déduction faite des suppléments de primes	–	–	2	–	12	–	2	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	630 \$	1,29 \$	564 \$	1,13 \$	2 015 \$	4,10 \$	1 524 \$	3,01 \$
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	–	–	–	–	–	–	18	–
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	630 \$	1,29 \$	564 \$	1,13 \$	2 015 \$	4,10 \$	1 542 \$	3,05 \$

(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.

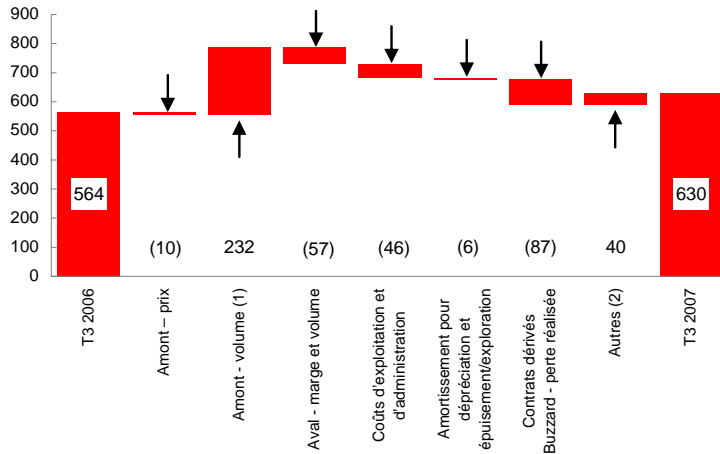
(2) Dans le cadre de son acquisition en juin 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, la Société a conclu des contrats dérivés portant sur la moitié de sa quote-part de la production estimative des trois premières années et demie, à compter du 1^{er} juillet 2007. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la Société a enregistré une perte réalisée de 87 millions \$ après impôts (131 millions \$ avant impôts) sur ces contrats dérivés.

Variation du bénéfice

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

ANALYSE DES FACTEURS – 3^e TRIMESTRE 2007 COMPARATIVEMENT AU 3^e TRIMESTRE 2006

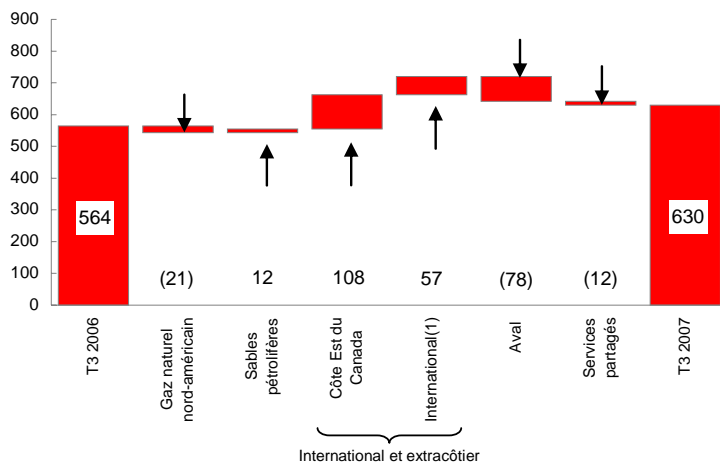
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a augmenté pour atteindre 630 millions \$ (1,29 \$/action) au troisième trimestre de 2007, par rapport à 564 millions \$ (1,13 \$/action) au troisième trimestre de 2006. Les résultats ont reflété l'incidence positive de la production d'amont plus élevée⁽¹⁾ (232 millions \$) et des autres dépenses⁽²⁾ plus faibles (40 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par la perte réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard ((87) millions \$), les marges de raffinage réduites dans le secteur Aval ((57) millions \$), les charges d'exploitation et d'administration plus élevées ((46) millions \$), les prix réalisés plus faibles des marchandises d'amont ((10) millions \$), la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés ((6) millions \$).

- (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 12 % pour atteindre 630 millions \$ au troisième trimestre de 2007, par rapport à 564 millions \$ au troisième trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels au troisième trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus élevé des secteurs Côte Est du Canada (108 millions \$), International⁽¹⁾ (57 millions \$) et Sables pétrolières (12 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels plus faible des secteurs Aval ((78) millions \$) et Gaz naturel nord-américain ((21) millions \$) et les coûts plus élevés des Services partagés ((12) millions \$).

- (1) Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels du secteur International pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007 comprend une perte réalisée de 87 millions \$ après impôts (131 millions \$ avant impôts) sur les contrats dérivés associés à l'acquisition par la Société d'une participation dans le champ Buzzard.

Le bénéfice net au troisième trimestre de 2007 a été de 776 millions \$ (1,59 \$/action), comparativement à 678 millions \$ (1,36 \$/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'actifs. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2007 a été plus élevé qu'au troisième trimestre de 2006 en raison de gains à la conversion de devises étrangères et des gains plus élevés à la vente d'actifs, contrebalancés en partie par les pertes non réalisées moindres sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 340	959	3 941	2 644
Augmentation (diminution) des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation poursuivies	(111)	126	(196)	52
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 229	1 085	3 745	2 696
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
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 229	1 085	3 745	2 713

Au troisième trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont été de 1 229 millions \$ (2,52 \$/action), en hausse par rapport à 1 085 millions \$ (2,17 \$/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.

Points saillants des résultats d'exploitation

La production du troisième trimestre tirée des activités poursuivies s'est chiffrée en moyenne à 436 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada en 2007, en forte hausse par rapport à 333 000 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 une hausse de la production des secteurs Côte Est du Canada et Sables pétrolifères. Ces augmentations ont été légèrement contrebalancées par des baisses dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production au troisième trimestre de 2006 avait été réduite par l'arrêt de Terra Nova pour une révision planifiée.

« Nous sommes en voie de réaliser notre objectif d'une croissance de 15 % de la production d'amont, nos raffineries fonctionnent de façon très efficace et nous faisons progresser nos cinq nouveaux projets de croissance majeurs », a déclaré M. Brenneman.

Dans le secteur Aval, trois principaux facteurs se sont combinés pour réduire le bénéfice au troisième trimestre de 2007, comparativement au troisième trimestre de 2006. Le coût du brut canadien et international traité aux raffineries de la Société a été plus élevé comparativement à celui du brut de référence West Texas Intermediate (WTI), dont le prix sert à établir les prix des produits finis; les marges sur les bitumes et les produits pétrochimiques ont été plus faibles dans l'Est du Canada; et le dollar canadien s'est apprécié, ce qui a contrebalancé la plus grande partie des gains associés aux marges de craquage au port de New York plus élevées.

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Amont – résultats consolidés ⁽¹⁾				
Production avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN), nette (en milliers de barils/jour)	315,1	211,7	300,0	220,7
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	723	725	730	746
Production totale, nette (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) ⁽²⁾	436	333	422	345
Prix moyens réalisés				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	74,32	70,76	69,42	69,40
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	5,28	6,06	6,47	7,07
Amont – activités poursuivies				
Production tirée des activités poursuivies avant redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/jour)	315,1	211,7	300,0	213,9
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	723	725	730	743
Production totale, nette (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) ⁽²⁾	436	333	422	338
Prix moyens réalisés – activités poursuivies				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	74,32	70,76	69,42	69,33
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	5,28	6,06	6,47	7,07
Aval				
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes/jour)	53,6	54,4	52,8	52,0
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage)	99	101	99	93
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts (en cents/litre)	2,1	3,5	3,8	2,7

(1) Comprend les activités abandonnées.

(2) La production totale comprend les volumes de gaz naturel convertis selon un facteur de 6 000 pieds cubes (pi³) de gaz naturel pour un baril de pétrole.

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 d'amont tirée des activités 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 qui seront entrepris au cours des prochaines années contribueront de façon importante au bénéfice et aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies. La raffinerie d'Edmonton est en voie d'être convertie de façon à pouvoir traiter une charge d'alimentation provenant à 100 % de bitume et cette conversion devrait être terminée au quatrième trimestre de 2008. De plus, une décision d'investissement dans un nouveau cokéur à la raffinerie de Montréal devrait être prise au quatrième trimestre de 2007. La Société fait aussi progresser deux importants projets de mise en valeur de sables pétrolifères (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.

Perspectives

Mises à jour sur les activités

- La production dans les Rocheuses américaines augmente conformément aux prévisions et devrait atteindre 100 millions de pieds cubes équivalent gaz naturel/jour (pi³/j) d'ici la fin de l'exercice
- Le champ pétrolifère Saxon entrera en production au quatrième trimestre de 2007

Jalons des projets majeurs

- La construction dans le cadre du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton était achevée à 46 % à la fin du troisième trimestre et elle continue de progresser conformément aux prévisions en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008
- Une décision d'investissement dans un cokéur à Montréal devrait être prise 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
- L'agrandissement de MacKay River est au stade des études d'ingénierie et de conception préliminaires, une décision réglementaire est attendue au quatrième trimestre de 2007 et une décision relative à la sanction du projet devrait être prise au début de 2008
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet Fort Hills devraient se terminer au milieu de 2008 et une décision d'investissement définitive devrait être prise au troisième trimestre de 2008

En septembre 2007, l'Alberta Royalty Review Panel a remis son rapport final et ses recommandations au gouvernement de l'Alberta. Le gouvernement a annoncé son intention de donner suite au rapport de façon officielle en octobre. La Société évalue les incidences de divers scénarios sur ses activités en Alberta dans le cadre de son processus de planification d'entreprise, tant dans le secteur Gaz naturel nord-américain que dans le secteur Sables pétrolifères. Toutes les décisions relatives à des investissements majeurs seront assujetties au résultat final de l'analyse par la Société de la refonte des redevances de l'Alberta.

Résultats des secteurs d'activité

Gaz naturel nord-américain

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	55 \$	78 \$	248 \$	314 \$
Gain à la vente d'actifs	–	3	41	3
Bénéfice d'exploitation	55 \$	75 \$	207 \$	311 \$
Suppléments de primes d'assurance	–	(1)	–	(1)
Ajustements d'impôt	–	–	1	6
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	55 \$	76 \$	206 \$	306 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	130 \$	165 \$	547 \$	603 \$

Au troisième trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 55 millions \$, comparativement à 76 millions \$ au troisième trimestre de 2006. Les volumes et les prix réalisés plus faibles, combinés à la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et aux charges d'exploitation accrues, ont été contrebalancés en partie par les frais d'exploration réduits.

Sables pétrolifères

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net ⁽¹⁾	110 \$	108 \$	187 \$	190 \$
Gain à la vente d'actifs	–	–	1	–
Bénéfice d'exploitation	110 \$	108 \$	186 \$	190 \$
Suppléments de primes d'assurance	–	(2)	–	(2)
Indemnités d'assurance liées à Syncrude	–	12	–	12
Ajustements d'impôt	–	–	7	44
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	110 \$	98 \$	179 \$	136 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	192 \$	196 \$	406 \$	333 \$

(1) Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont augmenté le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 6 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) et de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 110 millions \$ au troisième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 98 millions \$ au troisième trimestre de 2006. Les prix réalisés et les volumes accrus à Syncrude ont été contrebalancés en partie par la baisse des prix réalisés et des volumes pour le bitume de MacKay River et par la hausse des charges d'exploitation à Syncrude en raison principalement de la production accrue.

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>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net et bénéfice d'exploitation ⁽¹⁾	293	190	883	673
Suppléments de primes d'assurance	–	(8)	–	(8)
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	–	13	7	13
Ajustements d'impôt	–	–	5	37
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	293	185	871	631
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	387	223	1 164	781

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont augmenté le bénéfice net de 23 millions \$ avant impôts (15 millions \$ après impôts) et de 48 millions \$ avant impôts (32 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 12 millions \$ avant impôts (7 millions \$ après impôts) et augmenté le bénéfice net de 13 millions \$ avant impôts (9 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement.

Au troisième trimestre de 2007, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 293 millions \$, en hausse par rapport à 185 millions \$ au troisième trimestre de 2006. Les prix réalisés plus élevés, les volumes accrus à Terra Nova et à White Rose et les charges d'exploitation plus basses ont été contrebalancés en partie par la production moindre à Hibernia et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Gain net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies ⁽¹⁾	200	139	404	(205)
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	70	79	(18)	(207)
Gain à la vente d'actifs	7	–	7	13
Bénéfice (perte) d'exploitation lié(e) aux activités poursuivies ⁽²⁾	123	60	415	(11)
Suppléments de primes d'assurance	–	(6)	–	(6)
Indemnités d'assurance liées à Scott	–	–	5	–
Ajustements d'impôt	–	–	30	(242)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	123	66	380	237
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	388	132	1 027	522

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 58 millions \$ avant impôts (13 millions \$ après impôts) et de 28 millions \$ avant impôts (6 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 2 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) et réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 35 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement.

(2) Dans le cadre de son acquisition d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, en juin 2004, la Société a conclu des contrats dérivés portant sur la moitié de sa quote-part de la production estimative des trois premières années et demie, à compter du 1^{er} juillet 2007. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la Société a enregistré une perte réalisée de 87 millions \$ après impôts (131 millions \$ avant impôts) sur ces contrats.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 123 millions \$ au troisième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 66 millions \$ au troisième trimestre de 2006. Les volumes accrus provenant de la mer du Nord ont été contrebalancés en partie par la perte réalisée sur les contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard, les charges d'exploitation accrues, les frais d'exploration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés. Les frais d'exploration plus élevés ont trait au programme de forage de la Société principalement en Syrie et aux coûts des levés sismiques en Norvège. Les charges d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevées sont dues surtout à l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter et L5b-C).

AVAL

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	105	\$ 176	\$ 548	\$ 390
Gain à la vente d'actifs	1	–	6	5
Bénéfice d'exploitation	104	\$ 176	\$ 542	\$ 385
Suppléments de primes d'assurance	–	(6)	–	(6)
Ajustements d'impôt	–	–	6	41
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	104	\$ 182	\$ 536	\$ 350
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	187	\$ 328	\$ 860	\$ 612

Au troisième trimestre de 2007, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 104 millions \$, en baisse par rapport à 182 millions \$ au même trimestre de 2006. Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus faible du segment Raffinage et approvisionnement a été contrebalancé en partie par les résultats plus élevés du segment Commercialisation.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 58 millions \$ au troisième trimestre de 2007, nettement en baisse par rapport à 156 millions \$ au même trimestre de 2006. Les résultats ont reflété les écarts de prix moins favorables entre les qualités de pétrole brut, les marges plus faibles sur les bitumes et les produits pétrochimiques et les incidences négatives des opérations de change. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les rendements en produits accrus dans les raffineries et les marges de craquage plus élevées pour l'essence et les distillats.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 46 millions \$ au troisième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 26 millions \$ au même trimestre de 2006. Au troisième trimestre de 2007, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues sur les carburants et les produits et services non pétroliers.

SOCIÉTÉ

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Services partagés				
Bénéfice net (perte nette)	13	\$ (13)	\$ (59)	\$ (158)
Gain (perte) de change	78	(1)	198	59
Perte d'exploitation	(65)	\$ (12)	\$ (257)	\$ (217)
Recouvrement (charge) lié(e) à la rémunération à base d'actions ⁽¹⁾	(10)	31	(99)	(10)
Ajustements d'impôt	–	–	(1)	(71)
Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels	(55)	\$ (43)	\$ (157)	\$ (136)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(55)	\$ 41	\$ (259)	\$ (155)

(1) Reflète la variation de l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 55 millions \$ au troisième trimestre de 2007, comparativement à une perte de 43 millions \$ à la même période de 2006. La perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels au troisième trimestre de 2007 comprend une charge de 10 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, comparativement à un recouvrement de 31 millions \$ au troisième trimestre de 2006.

Petro-Canada est l'une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières du Canada, exerçant des activités à la fois dans les secteurs d'amont et d'aval de l'industrie au Canada et à l'échelle internationale. 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 de 2010 à Vancouver. Nos actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto (TSX) sous le symbole PCA et à la Bourse de New York (NYSE) sous le symbole PCZ.

Le texte intégral du communiqué sur les résultats de Petro-Canada pour le troisième trimestre, y compris le rapport de gestion, est disponible sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> et sera disponible par l'intermédiaire de SEDAR à <http://www.sedar.com>.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 25 octobre 2007 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-866-898-9626 (sans frais en Amérique du Nord), le 00-800-8989-6323 (sans frais à l'étranger) ou le 416-340-2216 à 8 h 55 HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-866-540-8136 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-340-8010 et auront l'occasion de 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 1-800-408-3053 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-5800 (entrer le code d'accès 3237855#). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> le 25 octobre 2007 à 9 h HAE. Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

AVIS JURIDIQUE – RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Ce communiqué 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 référence 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 vente au détail
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation
- estimations des réserves et des ressources
- redevances et impôts à payer
- estimations 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 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
- les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés
- les fluctuations des prix du pétrole et du gaz
- les marges de raffinage et de commercialisation
- la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés
- les 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 communiqué sont déclarés en date du 25 octobre 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 communiqué 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 communiqué, 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 communiqué 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 communiqué, « 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 pétrolifères 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 communiqué, 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 pétrolifères. Avant redevances, les réserves prouvées associées à l'exploitation minière de sables pétrolifères 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 pétrolifères en 2006 s'est chiffrée à 11 millions de barils.

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

Courriel : investor@petro-canada.ca

Michelle Harries

Communications de la Société

403-296-3648

Courriel : corpcomm@petro-canada.ca

Pamela Tisdale

Relations avec les investisseurs

403-296-4423

Courriel : investor@petro-canada.ca

www.petro-canada.ca

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 25 octobre 2007, est présenté aux pages 13 à 36 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, le semestre terminé le 30 juin 2007 et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007; au rapport de gestion 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 de la Société datée du 22 mars 2007. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

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 référence 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 vente au détail
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation
- estimations des réserves et des ressources
- redevances et impôts à payer
- estimations 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 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
- les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés
- les fluctuations des prix du pétrole et du gaz
- les marges de raffinage et de commercialisation
- la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés
- les 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 25 octobre 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 pétrolifères 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.

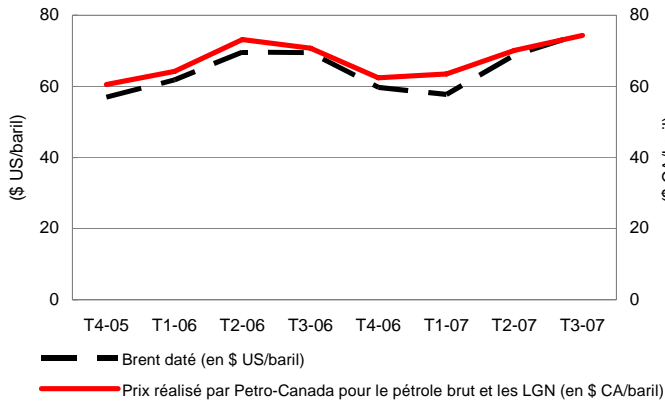
Partout dans ce rapport trimestriel, qu'il s'agisse des réserves totales de la Société, de la production totale de la Société, du ratio de remplacement des réserves total de la Société ou de l'indice de durée des réserves total de la Société, avant redevances, les montants sont calculés en fonction de la somme de toutes les activités pétrolières et gazières et de toutes les activités d'exploitation minière de sables pétrolifères. Avant redevances, les réserves prouvées associées à l'exploitation minière de sables pétrolifères 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 pétrolifères 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 34.

AMONT

Pétrole brut



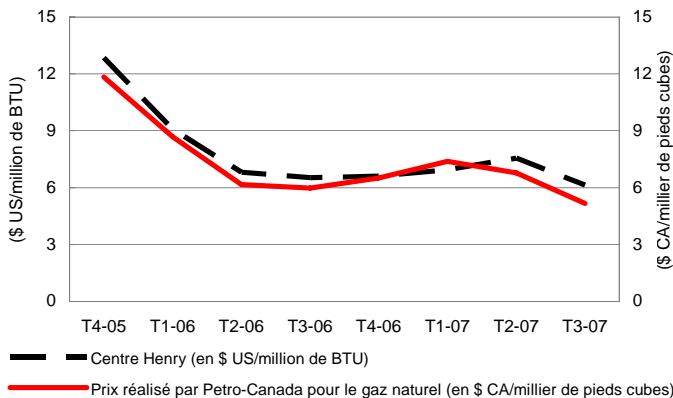
Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 74,87 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007, en hausse de 8 % par rapport à 69,49 \$ US/baril au troisième trimestre de 2006. Les inquiétudes voulant que la demande mondiale de pétrole croisse à un rythme supérieur à celui des approvisionnements mondiaux se sont traduites par des prix records pour le pétrole brut au cours du trimestre.

Durant le troisième trimestre de 2007, le taux de change moyen du dollar canadien a été de 0,96 \$ US, en hausse par rapport à 0,89 \$ US au troisième 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 augmenté de 5 %, passant de 70,76 \$/baril au troisième trimestre de 2006 à 74,32 \$/baril au troisième trimestre de 2007.

Au troisième trimestre de 2007, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a diminué pour atteindre 11,80 \$ US/baril, comparativement à 13,99 \$ US/baril au troisième 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 24,35 \$/baril au troisième trimestre de 2007, comparativement à 21,62 \$/baril au troisième trimestre de 2006. En dépit de ce que les écarts léger-lourd internationaux semblent suggérer, les bruts lourds canadiens se vendent moyennant des escomptes plus élevés par rapport aux prix des bruts légers. Cette situation tient au fait que la production canadienne de pétrole lourd croît à un rythme plus rapide que celui des investissements nord-américains dans l'équipement de conversion de raffinerie nécessaire au traitement de ces charges d'alimentation plus lourdes.

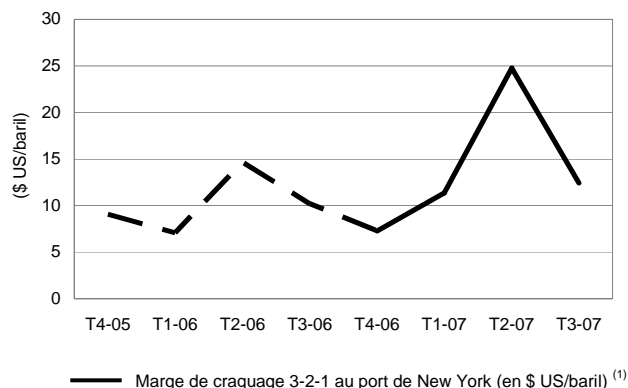
Gaz naturel



Les prix nord-américains du gaz naturel au troisième trimestre de 2007 ont affiché une diminution par rapport au troisième trimestre de 2006, reflétant le maintien de niveaux élevés continus de gaz naturel en stockage. Au troisième trimestre de 2007, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 6,13 \$ US/million de BTU, en baisse de 6 % par rapport à 6,53 \$ US/million de BTU au troisième 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 5,17 \$/millier de pieds cubes (pi³) au troisième trimestre de 2007, en baisse de 13 % par rapport à 5,97 \$/millier de pi³ au troisième trimestre de 2006, ce qui a reflété les tendances des prix du marché.

AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York⁽¹⁾ ont été en moyenne de 12,41 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007, comparativement à 10,18 \$ US/baril au troisième trimestre de 2006. Des pannes non planifiées récurrentes dans les raffineries de l'industrie au troisième trimestre de 2007 et les stocks d'essence et de distillats plus faibles ont entraîné un raffermissement des marges de craquage des raffineries au troisième trimestre de 2007, comparativement au troisième trimestre de 2006. La vigueur accrue du dollar canadien par rapport à la devise américaine au troisième trimestre de 2007 a atténué l'incidence des marges de craquage exprimées en dollars américains dont pouvaient bénéficier les raffineurs canadiens.

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

	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	74,87	69,49	67,13	66,96
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	75,38	70,48	66,19	68,22
Écart de prix FAB Brent daté-Maya (en \$ US/baril)	11,80	13,99	12,55	14,32
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	80,22	79,60	73,42	75,94
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (en \$ CA/baril)	24,35	21,62	21,54	23,30
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	6,13	6,53	6,88	7,47
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	5,85	6,29	7,10	7,50
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril) ⁽¹⁾	12,41	10,18	16,14	10,64
Taux de change (en cents US/\$ CA)	95,7	89,2	90,5	88,3
Prix réalisés moyens – activités poursuivies				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	74,32	70,76	69,42	69,33
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	5,28	6,06	6,47	7,07

(1) Le 1^{er} 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. l'essence « RBOB », à 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 pour 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 ^{(1), (2)}	Incidence sur le bénéfice net annuel		Incidence sur le bénéfice net annuel	
	Variation (+)	(en millions de dollars)	(en \$/action) ⁽³⁾	
Amont				
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN ⁽⁴⁾	1,00 \$/baril	39 \$	0,08 \$	
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi ³	32	0,06	
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice net lié aux activités d'amont poursuivies ⁽⁵⁾	0,01 \$	(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 ³ /j	9	0,02	
Aval				
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York ⁽⁶⁾	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	
Société				
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains ⁽⁷⁾	0,01 \$	14 \$	0,03 \$	

(1) L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou 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 communiquée 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^{er} 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. l'essence « RBOB », 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 pour 2006.

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

STRATÉGIE D'ENTREPRISE

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

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. 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. De plus, une décision d'investissement dans un nouveau cokéur à la raffinerie de Montréal devrait être prise au quatrième trimestre de 2007. La Société fait aussi progresser deux importants projets de mise en valeur de sables pétrolifères (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>RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS À LONG TERME DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons signé un protocole d'entente en vue d'acquérir une participation additionnelle de 5 % dans le projet Fort Hills • Buzzard a atteint un taux de production plateau de 200 000 bep/j bruts (59 800 bep/j nets) en août • nous avons poursuivi la construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, qui est maintenant achevée à 46 % et progresse conformément aux prévisions en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008 • White Rose a obtenu l'approbation réglementaire pour la mise en valeur du gisement South White Rose Extension et a conclu une entente de principe au sujet des conditions financières du projet d'expansion de White Rose • nous avons signé un protocole d'entente relatif à la mise en valeur du champ Hebron • nous avons achevé les travaux d'amélioration de la capacité à MacKay River et entrepris l'injection de vapeur à partir du quatrième emplacement de puits
<p>FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons maintenu un taux de fiabilité des installations de 90 % à Terra Nova • nous avons exploité l'installation MacKay River selon un taux de fiabilité de 93 % • nous avons maintenu un taux de fiabilité de 99 % aux installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada • nous avons enregistré un indice de fiabilité combiné de 90 aux raffineries d'Edmonton et de Montréal et à l'usine de lubrifiants • nous avons accru les ventes des dépanneurs de 7 % et les ventes des établissements comparables de 4 %, comparativement au troisième trimestre de 2006
<p>MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons terminé le trimestre avec un niveau d'endettement de 17,1 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies de 0,5 fois • nous avons racheté 4,0 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 55,15 \$/action pour un coût total de 220 millions \$
<p>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons réalisé des évaluations environnementales dans le bloc 137 en Libye et dans les blocs 1a, 1b et 22 à Trinité-et-Tobago • nous avons signé un protocole d'entente en vue d'utiliser de l'eau usée traitée comme eau de procédé industriel à l'usine de valorisation Sturgeon du projet Fort Hills

JALONS STRATÉGIQUES

4^e trimestre 2007

1^{er} trimestre 2008

2^e trimestre 2008

- multiplication par deux de la production dans les Rocheuses américaines par rapport aux niveaux au moment de l'acquisition en 2004, jusqu'à 100 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j d'ici la fin de l'exercice
- prise d'une décision d'investissement au sujet d'un cokeur potentiel de 25 000 barils/j à Montréal
- entrée en production du champ Saxon, dans le secteur britannique de la mer du Nord
- obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet de la demande relative au projet d'agrandissement de MacKay River
- achèvement des études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet de mise en valeur en Syrie
- prise d'une décision d'investissement au sujet du projet d'agrandissement de MacKay River
- obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet de la demande relative à l'usine de valorisation de Sturgeon County pour le projet Fort Hills

ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

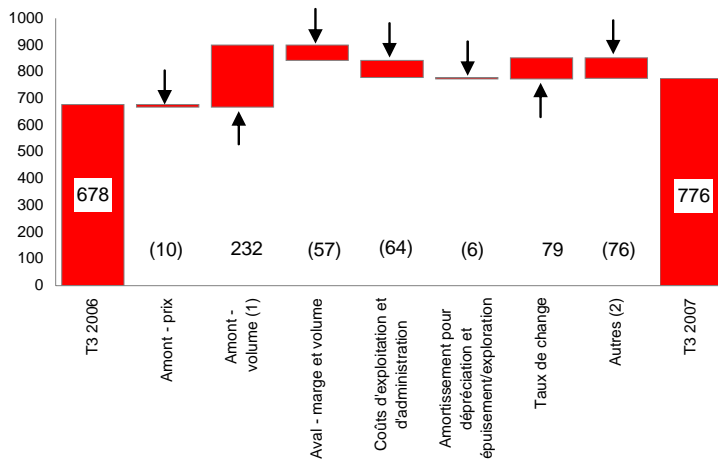
Analyse du bénéfice

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

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 3^e TRIMESTRE 2007 COMPARATIVEMENT AU 3^e TRIMESTRE 2006

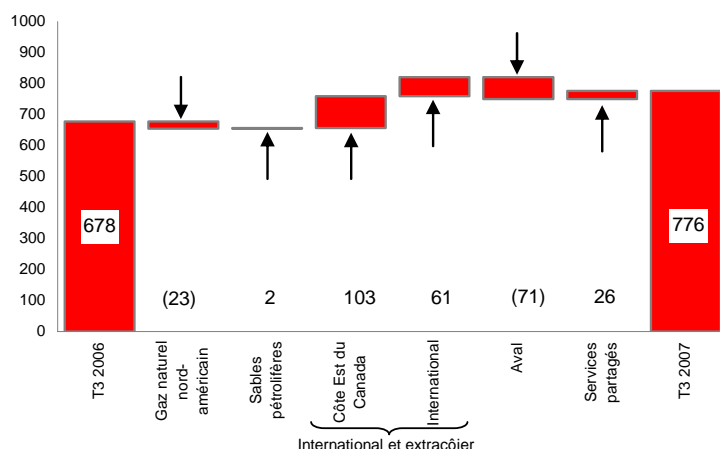
Bénéfice net lié aux activités poursuivies
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice net lié aux activités poursuivies a augmenté pour passer à 776 millions \$ (1,59 \$/action) au troisième trimestre de 2007, comparativement à 678 millions \$ (1,36 \$/action) au troisième trimestre de 2006. La production d'amont plus élevée, les gains à la conversion de devises étrangères, les autres charges moindres et les prix réalisés plus élevés pour le pétrole brut ont contribué à accroître le bénéfice net lié aux activités poursuivies. Ces facteurs ont été contrebalancés par d'autres charges plus élevées, incluant la perte réalisée et les gains à l'évaluation à la valeur de marché non réalisés moins élevés sur les contrats dérivés associés à Buzzard, les coûts d'exploitation et d'administration plus élevés, les marges de raffinage réduites dans le secteur Aval, les prix réalisés plus faibles pour le gaz naturel, ainsi que la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés.

- (1) Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- (2) Le facteur « Autres » comprend principalement les intérêts débiteurs, les modifications des taux d'imposition effectifs, les indemnités d'assurance, les montants liés aux contrats dérivés associés à Buzzard et les mouvements des stocks d'amont.

Bénéfice net lié aux activités poursuivies par secteur
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice net lié aux activités poursuivies sur une base sectorielle a augmenté de 14 % pour passer à 776 millions \$ au troisième trimestre de 2007, comparativement à 678 millions \$ au troisième trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice net lié aux activités poursuivies au troisième trimestre a reflété le bénéfice net accru des secteurs Côte Est du Canada, International et Sables pétrolières. Les Services partagés ont enregistré un bénéfice net au troisième trimestre de 2007 en raison de gains à la conversion de devises étrangères. Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice net plus faible des secteurs Aval et Gaz naturel nord-américain.

Au troisième trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies ont été de 1 340 millions \$ (2,75 \$/action), en hausse par rapport à 959 millions \$ (1,92 \$/action) au même trimestre de 2006. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies a reflété principalement le bénéfice net plus élevé.

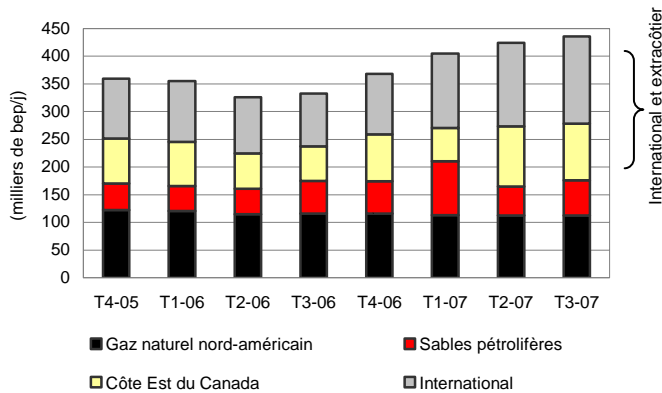
Information financière trimestrielle

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les							
	30 sept. 2007	30 juin 2007	31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006	30 juin 2006	31 mars 2006	31 déc. 2005
Total des produits d'exploitation liés aux activités poursuivies	5 497 \$	5 478 \$	4 841 \$	4 550 \$	5 201 \$	4 730 \$	4 188 \$	4 838 \$
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	776 \$	845 \$	590 \$	384 \$	678 \$	472 \$	54 \$	668 \$
Par action								
– de base	1,59	1,71	1,19	0,77	1,36	0,93	0,11	1,29
– dilué	1,58	1,70	1,18	0,76	1,34	0,92	0,10	1,28
Bénéfice net	776 \$	845 \$	590 \$	384 \$	678 \$	472 \$	206 \$	714 \$
Par action								
– de base	1,59	1,71	1,19	0,77	1,36	0,93	0,40	1,38
– dilué	1,58	1,70	1,18	0,76	1,34	0,92	0,40	1,36

AMONT

Production tirée des activités poursuivies

Petro-Canada convertit les volumes de gaz naturel en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pieds cubes 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 troisième trimestre de 2007, la production tirée des activités poursuivies a augmenté pour le cinquième trimestre consécutif, se chiffrant en moyenne à 436 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada, nettement en hausse par rapport à 333 000 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. Ces facteurs ont été légèrement contrebalancés par l'épuisement des champs dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production au troisième trimestre de 2006 avait été réduite par l'arrêt de Terra Nova pour une révision planifiée.

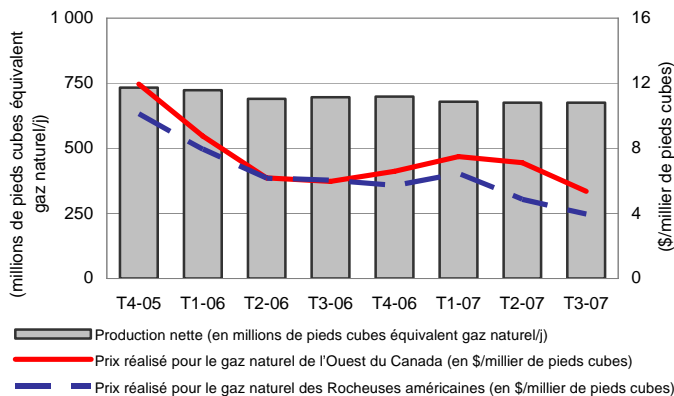
Gaz naturel nord-américain

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	55 \$	78 \$	248 \$	314 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	155 \$	135 \$	561 \$	543 \$

Les installations du secteur Gaz naturel nord-américain ont continué de fonctionner de façon fiable au troisième trimestre de 2007.

Le bénéfice net du secteur Gaz naturel nord-américain a été de 55 millions \$ au troisième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 78 millions \$ au troisième trimestre de 2006, sous l'effet combiné des volumes et des prix réalisés plus faibles et des coûts d'exploitation et de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés, contrebalancés en partie par les frais d'exploration moindres.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



La production du secteur Gaz naturel nord-américain au troisième trimestre de 2007 a affiché une diminution de 3 % comparativement à la même période de 2006. La production moindre a reflété la vente des actifs Brazeau et West Pembina et l'épuisement naturel prévu des champs dans l'Ouest du Canada. Ces facteurs ont été 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 affiché une diminution de 10 % au troisième trimestre de 2007 par rapport au même trimestre de 2006, conformément aux tendances des prix du marché. Les prix réalisés pour le gaz naturel dans les Rocheuses américaines ont affiché une diminution de 34 % au troisième trimestre de 2007, par rapport au troisième trimestre de 2006, ce qui a reflété les contraintes continues reliées aux gazoducs.

	Troisième trimestre 2007		Troisième trimestre 2006	
Production nette (en millions de pi ³ équivalent gaz naturel/j) ⁽¹⁾				
Ouest du Canada	586		639	
Rocheuses américaines	89		57	
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	675		696	
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi ³) ⁽¹⁾	5,35	\$	5,97	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi ³) ⁽¹⁾	3,96	\$	6,03	\$

(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 33 et 34, respectivement.

Les usines à gaz et installations exploitées par Petro-Canada dans l'Ouest du Canada ont affiché un taux de fiabilité d'environ 99 % au troisième trimestre de 2007. La Société a achevé son programme de forage estival, au cours duquel 108 puits ont été forés dans l'Ouest du Canada et dans les Rocheuses américaines.

La production dans les Rocheuses américaines est passée à 89 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j au troisième trimestre de 2007, ce qui représente une augmentation de 56 % par rapport au même trimestre de 2006. Cette hausse s'explique par l'accélération de la production du champ Wild Turkey et d'autres champs de méthane de houille dans le bassin Powder River et par l'activité de forage accrue dans le bassin Denver-Julesburg. On s'attend à ce que la production dans les Rocheuses américaines passe à 100 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j d'ici la fin de 2007; cependant, la Société doit toujours composer avec des contraintes reliées aux gazoducs.

Révisions planifiées

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

Autres développements

En septembre 2007, l'Alberta Royalty Review Panel a remis son rapport final et ses recommandations au gouvernement de l'Alberta. Le gouvernement a annoncé son intention de donner suite au rapport de façon officielle en octobre. La Société évalue les incidences de divers scénarios sur ses activités en Alberta dans le cadre de son processus de planification d'entreprise, tant dans le secteur Gaz naturel nord-américain que dans le secteur Sables pétrolifères. Toutes les décisions relatives à des investissements majeurs seront assujetties au résultat final de l'analyse par la Société de la refonte des redevances de l'Alberta.

Sables pétrolifères

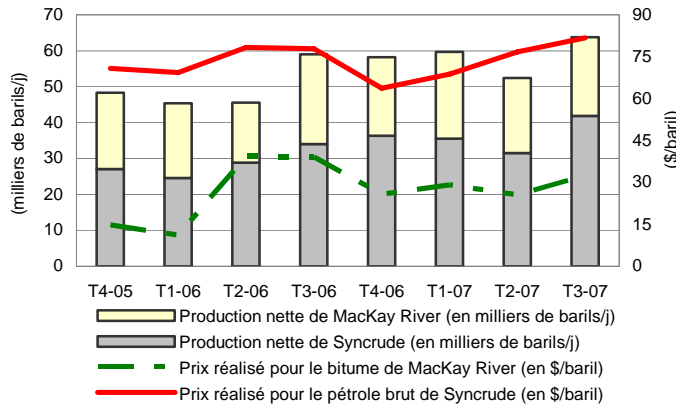
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net ⁽¹⁾	110	\$ 108	\$ 187	\$ 190
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	176	\$ 193	\$ 405	\$ 300

(1) Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont augmenté le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 6 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) et de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement.

En septembre 2007, Petro-Canada a signé un protocole d'entente en vue de faire l'acquisition d'une participation directe additionnelle de 5 % dans le projet Fort Hills. L'accord, une fois finalisé, porterait la participation totale de la Société à 60 %.

Au troisième trimestre de 2007, le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères a atteint 110 millions \$, en hausse par rapport à 108 millions \$ au troisième trimestre de 2006. Les prix réalisés et les volumes plus élevés à Syncrude ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés et les volumes plus faibles pour le bitume de MacKay River et les coûts d'exploitation plus élevés à Syncrude dus principalement à la production accrue. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2006 incluait des indemnités d'assurance de 12 millions \$ pour Syncrude relativement à l'incendie survenu en 2005 à l'unité de production d'hydrogène.

Production et prix – Sables pétrolifères



Syncrude a enregistré une production record, en hausse de 23 % au troisième trimestre de 2007 par rapport au troisième trimestre de 2006, ce qui a reflété les volumes de la troisième phase d'agrandissement. Les prix réalisés par Syncrude ont affiché une augmentation de 5 % au troisième trimestre de 2007, par rapport au troisième trimestre de 2006.

La production de MacKay River a affiché une diminution de 12 % au troisième trimestre de 2007, comparativement à la même période de 2006, surtout en raison de problèmes reliés au traitement de l'eau à la suite de travaux de maintenance planifiés à l'unité de cogénération. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont affiché une diminution de 17 % au troisième trimestre de 2007, comparativement au troisième trimestre de 2006.

	Troisième trimestre 2007		Troisième trimestre 2006	
Production nette (en barils/j)				
Syncrude	41 800		34 000	
MacKay River	22 000		25 000	
Production totale nette – Sables pétrolifères	63 800		59 000	
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/baril)	81,77	\$	77,91	\$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/baril)	32,48	\$	39,13	\$

Au troisième trimestre de 2007 à MacKay River, la Société a achevé les travaux d'amélioration de la capacité et entrepris l'injection de vapeur au quatrième emplacement de puits. La production à partir du nouvel emplacement de puits devrait débuter vers la fin de l'exercice et s'accélérer tout au long de 2008.

En octobre 2007, la conduite du collecteur de vapeur acheminant la vapeur à haute pression vers les emplacements 22 et 23 à l'installation *in situ* MacKay River a été endommagée, entraînant l'arrêt de l'injection de vapeur vers ces emplacements. La Société évalue actuellement la situation et s'attend à ce que les réparations et la reprise progressive de la production jusqu'à son taux normal prennent environ huit semaines. Par conséquent, la production provenant de l'installation MacKay River devrait se chiffrer en moyenne à 20 000 barils/j au quatrième trimestre de 2007 et à 21 500 barils/j pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2007, en baisse par rapport à la prévision de 24 000 barils/j fournie par la Société le 26 juillet 2007. Cette diminution de la production à MacKay River ne devrait pas avoir d'incidence sur la fourchette de prévisions de 400 000 barils/j à 420 000 barils/j communiquée par la Société en ce qui concerne la production totale tirée des activités poursuivies.

Le 1^{er} octobre 2007, le cokéur 8-3 de Syncrude a été mis hors service. L'unité est de nouveau en service et continue de subir des contraintes d'exploitation qui sont contrebalancées en grande partie par l'acheminement de charge additionnelle vers les cokéurs 8-1 et 8-2. La Société ne s'attend pas à ce que cette réparation ait une incidence sur ses prévisions de production annuelles pour Syncrude.

Projet Fort Hills

En septembre 2007, Petro-Canada et ses partenaires dans le projet intégré de mine et d'usine de valorisation Fort Hills ont signé un protocole d'entente en vertu duquel la Société obtiendra une participation directe additionnelle de 5 % dans le projet en contrepartie du financement de dépenses de la coentreprise à hauteur de 375 millions \$. Cette transaction, qui devrait être finalisée au quatrième trimestre de 2007, portera la participation totale de Petro-Canada dans le projet Fort Hills à 60 %. La coentreprise a aussi conclu un protocole d'entente avec Sturgeon County et l'Alberta Capital Region Wastewater Commission (ACRWC) portant sur l'utilisation d'eau usée traitée provenant de l'ACRWC comme eau de procédé industriel à l'usine de valorisation Sturgeon du projet Fort Hills.

La première phase du projet Fort Hills prévoit la production de 140 000 barils/j bruts de pétrole brut synthétique (84 000⁽¹⁾ barils/j nets). La production connexe de bitume devrait se chiffrer à environ 160 000 barils/j bruts (96 000⁽¹⁾ 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 Sturgeon devrait débuter 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 (8,5⁽¹⁾ milliards \$ nets). Le projet est actuellement au stade des études d'ingénierie et de conception préliminaires. Ces études, qui devraient s'achever au troisième trimestre de 2008, permettront d'établir une estimation de coût définitive et serviront de fondement à la décision finale relative à la sanction du projet.

Projet d'agrandissement de MacKay River

En août, le projet d'agrandissement proposé de 40 000 barils/j de l'installation *in situ* MacKay River est passé à l'étape des études d'ingénierie et de conception préliminaires. L'entrée en production du projet est prévue pour la fin de 2010. Une décision réglementaire au sujet du projet proposé est maintenant attendue au quatrième 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.

Autres développements

En septembre 2007, l'Alberta Royalty Review Panel a remis son rapport final et ses recommandations au gouvernement de l'Alberta. Le gouvernement a annoncé son intention de donner suite au rapport de façon officielle en octobre. La Société évalue les incidences de divers scénarios sur ses activités en Alberta dans le cadre de son processus de planification d'entreprise, tant dans le secteur Gaz naturel nord-américain que dans le secteur Sables pétrolifères. Toutes les décisions relatives à des investissements majeurs seront assujetties au résultat final de l'analyse par la Société de la refonte des redevances de l'Alberta.

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>	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net ⁽¹⁾	293	190	883	673
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	403	232	1 230	837

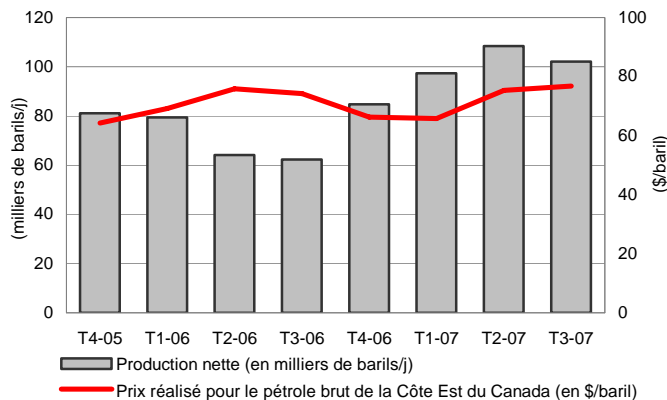
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont augmenté le bénéfice net de 23 millions \$ avant impôts (15 millions \$ après impôts) et de 48 millions \$ avant impôts (32 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 12 millions \$ avant impôts (7 millions \$ après impôts) et augmenté le bénéfice net de 13 millions \$ avant impôts (9 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement.

La production du secteur Côte Est du Canada s'est traduite par un solide bénéfice net pour le trimestre.

Le bénéfice net du secteur Côte Est du Canada a été de 293 millions \$ au troisième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 190 millions \$ au troisième trimestre de 2006. Les prix réalisés plus élevés, les volumes accrus à Terra Nova et à White Rose et les coûts d'exploitation plus bas ont été contrebalancés en partie par la production moindre à Hibernia et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

⁽¹⁾ Montant approximatif revenant à Petro-Canada après la signature du protocole d'entente le 19 septembre 2007.

Production et prix – Côte Est du Canada



La production du secteur Côte Est du Canada au troisième trimestre de 2007 a affiché une augmentation de 64 % 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 troisième trimestre de 2007 qu'au troisième trimestre de 2006, en raison de l'épuisement naturel prévu du champ et d'une production d'eau allant en augmentant. La production de Terra Nova au troisième trimestre de 2006 avait été nulle en raison d'une révision planifiée de l'installation.

Les prix réalisés par le secteur Côte Est du Canada pour le pétrole brut au troisième trimestre de 2007 ont affiché une légère augmentation par rapport au troisième trimestre de 2006.

	Troisième trimestre 2007		Troisième trimestre 2006	
Production nette (en barils/j)				
Terra Nova	44 300		—	
Hibernia	27 900		33 500	
White Rose	29 900		28 800	
Production totale nette – Côte Est du Canada	102 100		62 300	
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (en \$/baril)	76,83	\$	74,26	\$

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité de 90 % au troisième trimestre de 2007 et a franchi un jalon de production cumulative de 200 millions de barils en juillet. La performance de la tourelle du NPSD Terra Nova est demeurée stable au troisième trimestre de 2007. Des plans sont en cours d'élaboration pour la réparation ou le remplacement de la tourelle si la performance venait à se détériorer.

En septembre 2007, la turbine à gaz qui entraîne le générateur d'électricité principal à tribord du NPSD Terra Nova a subi des dommages nécessitant un arrêt aux fins d'inspection et de réparation. Les travaux devraient durer jusqu'à 10 semaines. La Société ne s'attend pas à ce qu'ils aient une incidence sur la production prévue du secteur Côte Est du Canada pour l'exercice.

Durant le troisième trimestre de 2007, le NPSD SeaRose du champ White Rose a continué de fonctionner de façon fiable, produisant à un taux de 108 700 barils/j bruts (29 900 barils/j nets). Une révision planifiée de seize jours a été réalisée à White Rose au troisième trimestre de 2007.

En septembre, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a approuvé la recommandation de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTLHE) d'autoriser la mise en valeur du gisement South White Rose Extension. Peu de temps après, les partenaires dans le projet White Rose ont conclu une entente de principe avec la province au sujet des conditions financières et autres régissant le projet d'expansion de White Rose, en incorporant les gisements satellites South White Rose Extension, North Amethyst et West White Rose. Les partenaires dans White Rose continuent de travailler avec la province à la conclusion d'un accord liant les parties, en vue de la signature d'accords officiels par la suite.

Révision planifiée

Aucune activité de révision majeure n'est planifiée pour Terra Nova, White Rose ou Hibernia durant le reste de 2007.

Redevances du secteur Côte Est du Canada

Au troisième trimestre de 2007, les redevances du secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 18 %, en hausse par rapport à 3 % au troisième trimestre de 2006. Les redevances au troisième trimestre de 2006 avaient été réduites en raison de la révision à Terra Nova. La production de Terra Nova a été assujettie aux redevances de niveau I de 30 % des produits d'exploitation nets, ce qui équivaut à environ 25 % des produits d'exploitation bruts au troisième trimestre de 2007. Au troisième trimestre de 2007, White Rose a été assujetti à une redevance de niveau I correspondant à 20 % des produits

d'exploitation nets (sous réserve de l'évaluation gouvernementale), ce qui a fait passer le taux de redevances effectif de 5 % à 16 % des produits d'exploitation bruts. Au troisième 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

En août, les partenaires dans le projet Hebron ont signé un protocole d'entente non exécutoire avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en ce qui concerne les conditions financières et autres du futur projet de mise en valeur du champ pétrolifère extracôtier Hebron/Ben Nevis.

International

Aux fins de présentation de l'information, Petro-Canada a regroupé les activités de son secteur International en deux régions, à savoir en 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 de production et d'exploration existantes.

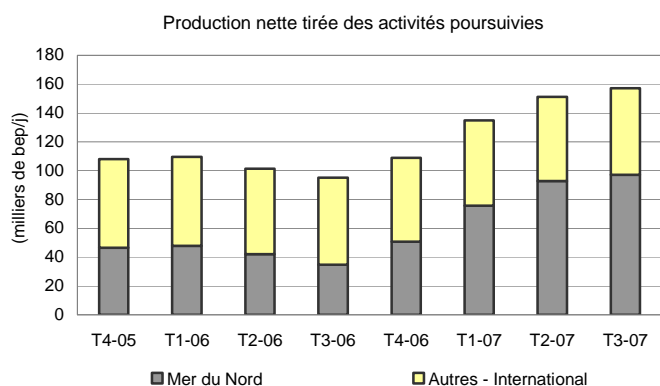
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Gain net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies ⁽¹⁾	200 \$	139 \$	404 \$	(205) \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	455 \$	180 \$	1 088 \$	669 \$

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 58 millions \$ avant impôts (13 millions \$ après impôts) et de 28 millions \$ avant impôts (6 millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 2 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) et réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 35 millions \$ avant impôts ((3) millions \$ après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement.

Le champ Buzzard a atteint son taux de production plateau en août 2007 et a contribué au solide bénéfice net pour le trimestre.

Au troisième trimestre de 2007, le secteur International a réalisé un bénéfice net lié aux activités poursuivies de 200 millions \$, comparativement à 139 millions \$ au troisième trimestre de 2006. Les volumes accrus provenant de la mer du Nord ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus ainsi que les frais d'exploration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés. La hausse des frais d'exploration a trait au programme de forage de la Société, principalement en Syrie, et aux coûts des levés sismiques en Norvège. L'augmentation des coûts d'exploitation et de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement s'explique principalement par l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter et L5b-C). Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au troisième trimestre de 2007 comprend un gain non réalisé de 70 millions \$ et une perte réalisée de 87 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au troisième trimestre de 2006 incluait un gain non réalisé de 79 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

Production et prix – International



La production tirée des activités poursuivies du secteur International au troisième trimestre de 2007 a affiché une augmentation de 65 % par rapport au troisième trimestre de 2006.

Au troisième trimestre de 2007, la production provenant des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord a affiché une augmentation de 180 %, ce qui a reflété 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 troisième trimestre de 2007 est demeurée relativement inchangée par rapport au troisième trimestre de 2006.

	Troisième trimestre 2007		Troisième trimestre 2006	
Production nette tirée des activités poursuivies (en bep/j)				
Secteur britannique de la mer du Nord	75 200		24 400	
Secteur néerlandais de la mer du Nord	22 100		10 400	
Mer du Nord	97 300		34 800	
Autres – International	59 900		60 400	
Production totale nette – International	157 200		95 200	
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies (en \$/baril)	77,33	\$	75,46	\$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies (en \$/millier de pi ³)	5,91	\$	6,68	\$

Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont affiché une augmentation de 2 % au troisième trimestre de 2007, comparativement à la même période de 2006. Les prix réalisés pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies ont affiché une diminution de 12 % au troisième trimestre de 2007, par rapport à la même période l'an dernier.

Mer du Nord

Dans le secteur britannique de la mer du Nord, la production du champ Buzzard s'est chiffrée en moyenne à environ 176 600 bep/j bruts (52 800 bep/j nets) au troisième trimestre de 2007. Le champ possède 10 puits de production et a atteint un taux de production plateau de 200 000 bep/j bruts (59 800 bep/j nets) au cours du troisième trimestre de 2007. Les partenaires continuent d'évaluer des solutions aux niveaux élevés de sulfure d'hydrogène (H₂S) dans certains des puits producteurs. Une décision quant à la solution appropriée qui sera requise à long terme devrait être prise vers la fin de l'année.

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, soit 27 000 barils/j bruts (environ 14 600 barils/j nets), au troisième trimestre de 2007. La plateforme Hanze a réalisé avec succès son arrêt planifié en juillet.

Autres - International

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 49 100 bep/j au troisième trimestre de 2007, légèrement en baisse par rapport à 49 700 bep/j au même trimestre de 2006.

Les préparatifs se sont poursuivis en ce qui concerne les activités d'exploration dans le bloc 137, dans le bassin Sirte, en Libye, y compris la réalisation d'une évaluation environnementale au troisième trimestre de 2007.

La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 65 millions de pi³/j au troisième trimestre de 2007, pratiquement inchangée par rapport à 64 millions de pi³/j au troisième trimestre de 2006. Au troisième trimestre de 2007, Petro-Canada a achevé et fait approuver ses évaluations environnementales pour les programmes de forage dans les blocs 1a, 1b et 22, avant l'arrivée des appareils de forage retenus par contrat. La Société a foré le puits d'exploration Zandolie West dans le bloc 1a. Le forage de ce puits est terminé et les résultats sont en cours d'évaluation. Le forage du puits Anole dans le bloc 1b se poursuit actuellement et un deuxième puits dans le bloc 1a, Zandolie East, devrait être foré plus tard cette année. La Société a continué de se préparer pour le forage d'exploration dans le bloc 22 et les opérations devraient débiter au quatrième trimestre de 2007.

Au troisième trimestre de 2007, un règlement a été conclu avec le gouvernement du Venezuela en ce qui concerne la vente de la participation de Petro-Canada dans le projet La Ceiba.

Projet gazier Ebla

Au troisième trimestre 2007, Petro-Canada a poursuivi les études d'ingénierie et de conception préliminaires et a entrepris des levés sismiques 2D et 3D. Le forage par battage du premier puits devrait démarrer au quatrième trimestre de 2007. Le projet Ebla en Syrie devrait produire environ 80 millions de pi³/j de gaz naturel après son entrée en production, prévue pour 2010.

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 de son portefeuille d'actifs. Les activités de Petro-Canada en Syrie continuent de faire partie intégrante du portefeuille international de Petro-Canada, 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)	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	- \$	- \$	- \$	152 \$
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	- \$	- \$	- \$	15 \$
Production nette (en bep/)	-	-	-	7 000
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 ³)	- \$	- \$	- \$	7,94 \$

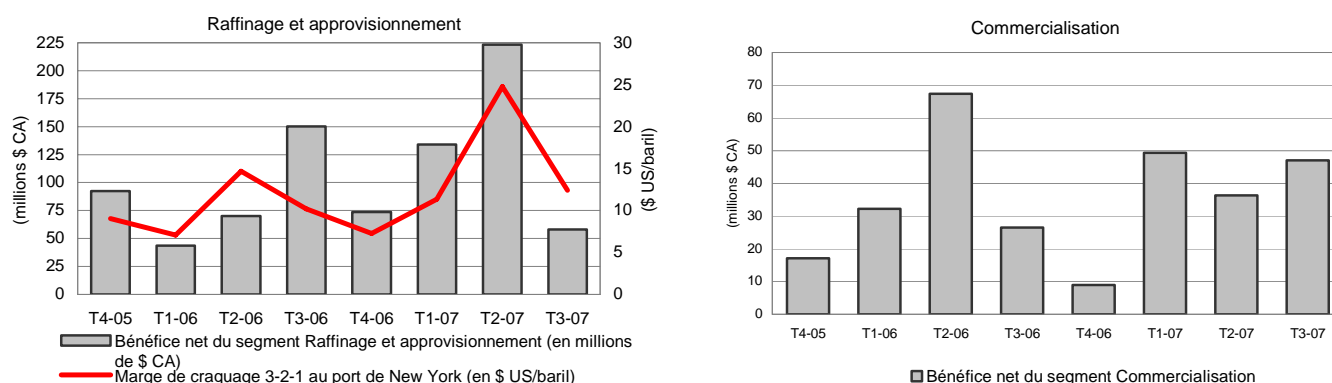
AVAL

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	105 \$	176 \$	548 \$	390 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	215 \$	229 \$	749 \$	521 \$

Le secteur Aval a connu un solide trimestre en dépit d'une conjoncture moins favorable.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 105 millions \$ au troisième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 176 millions \$ au même trimestre de 2006. La diminution du bénéfice net a reflété l'incidence des écarts de prix moins favorables entre les qualités de pétrole brut, les marges réduites sur les bitumes et les produits pétrochimiques, les incidences négatives des opérations de change et les coûts d'exploitation accrues reflétant les coûts plus élevés associés aux réparations, à la maintenance et aux arrêts. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges de vente au détail plus élevées, les rendements en produits accrus dans les raffineries et les marges de craquage plus élevées pour l'essence et les distillats.

Bénéfice net du secteur Aval



	Troisième trimestre 2007		Troisième trimestre 2006	
Bénéfice net du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	58	\$	150	\$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril) ⁽¹⁾	12,41	\$	10,18	\$
Bénéfice net du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	47	\$	26	\$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ⁽¹⁾ a été en moyenne de 12,41 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 10,18 \$ US/baril au troisième trimestre de 2006. L'écart moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 11,80 US \$/baril au troisième trimestre de 2007, comparativement à 13,99 \$ US/baril au troisième trimestre de 2006.

Au troisième trimestre de 2007, les ventes totales de produits pétroliers raffinés, à 4,9 milliards de litres, ont affiché une diminution de 1 % par rapport à la même période l'an dernier. La diminution reflète le volume réduit des ventes excédentaires à faibles marges du segment Raffinage et approvisionnement, contrebalancé en partie par les volumes de ventes au détail et de ventes en gros accrus.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice net de 58 millions \$ au troisième trimestre de 2007, nettement en baisse par rapport à 150 millions \$ au même trimestre de 2006. Les résultats ont reflété les écarts de prix moins favorables entre les qualités de pétrole brut, les marges réduites sur les produits pétrochimiques et les bitumes et les incidences négatives des opérations de change. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les rendements en produits accrus dans les raffineries et les marges de craquage plus élevées.

Au troisième trimestre de 2007, le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice net de 47 millions \$, en hausse par rapport à 26 millions \$ au même trimestre de 2006. Au troisième trimestre de 2007, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues sur les carburants et les produits et services non pétroliers.

Activités de révision dans le secteur Aval

Aucune révision majeure n'est planifiée aux installations du secteur Aval de la Société durant le reste de 2007.

Projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton

À Edmonton, la Société investit dans la conversion de la raffinerie en vue de pouvoir utiliser uniquement des charges d'alimentation à base de bitume. Le programme de conversion de raffinerie permettra à Petro-Canada de valoriser jusqu'à 26 000 barils/j de bitume et de traiter jusqu'à 48 000 barils/j de pétrole brut synthétique sulfureux, qui remplacera le brut léger classique actuellement utilisé comme charge d'alimentation.

À la fin du troisième trimestre de 2007, Petro-Canada avait achevé 46 % de la construction et tous les principaux récipients et modules étaient sur le site. De l'investissement total estimé à 2 milliards \$, environ 77 % avaient été affectés à la fin du troisième trimestre de 2007. Le démarrage des installations est prévu pour le quatrième trimestre de 2008.

(1) Le 1^{er} 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. l'essence « RBOB », 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 pour 2006.

SOCIÉTÉ

Services partagés (en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net (perte nette)	13	\$ (13)	\$ (59)	\$ (158)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	(64)	\$ (10)	\$ (92)	\$ (226)

Les Services partagés ont enregistré un bénéfice net de 13 millions \$ au troisième trimestre de 2007, comparativement à une perte nette de 13 millions \$ à la même période de 2006. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2007 comprend une charge de 10 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et un gain à la conversion de devises étrangères de 78 millions \$, comparativement à un recouvrement de 31 millions \$ et à une perte de 1 million \$, respectivement, au troisième trimestre de 2006.

Les intérêts débiteurs ont été de 39 millions \$ avant impôts durant le troisième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 41 millions \$ au troisième trimestre de l'an dernier. La Société a capitalisé 8 millions \$ d'intérêts débiteurs au cours du trimestre, comparativement à 10 millions \$ au troisième trimestre de 2006.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies ont été touchés par deux éléments qui occasionnent typiquement des différences entre le bénéfice et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies. Les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société ont entraîné une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies d'environ 3 millions \$ durant le trimestre, comparativement à une diminution de 10 millions \$ à la même période l'an dernier. La méthode d'évaluation des stocks prescrite aux fins de l'impôt dans le secteur Aval s'est traduite par une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies de 17 millions \$ au troisième trimestre de 2007, comparativement à une augmentation de 36 millions \$ au troisième trimestre de 2006.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 340	\$ 959	\$ 3 941	\$ 2 644
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées	–	–	–	15
Sorties nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement	(877)	(738)	(2 450)	(1 688)
Activités de financement	(277)	(182)	(900)	(1 080)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	186	\$ 39	\$ 591	\$ (109)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 090	\$ 680	\$ 1 090	\$ 680

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 et le ratio dette/dette plus les capitaux propres. Le ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies de Petro-Canada, la mesure clé de l'effet de levier à court terme, était de 0,5 fois au 30 septembre 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 17,1 % au 30 septembre 2007, au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	30 septembre 2007	31 décembre 2006	30 septembre 2006
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies (en nombre de fois)	0,5	0,8	0,7
Dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)	17,1	21,7	21,9

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 1 277 millions \$ à la fin du troisième trimestre de 2007, par rapport à un

fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation de 1 014 millions \$ au 31 décembre 2006. Le fonds de roulement déficitaire était plus élevé principalement en raison d'une augmentation des crédateurs.

Activités d'investissement

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Amont				
Gaz naturel nord-américain	176 \$	151 \$	497 \$	485 \$
Sables pétrolières <i>International et extracôtier</i>	101	93	297	288
Côte Est du Canada International ⁽¹⁾	40	54	126	188
	209	171	538	467
	526	469	1 458	1 428
Aval				
Raffinage et approvisionnement	312	242	809	717
Ventes et marketing	68	42	104	74
Lubrifiants	8	6	15	44
	388	290	928	835
Services partagés	5	9	17	15
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	919	768	2 403	2 278
Autres actifs	73	9	105	41
Total – activités poursuivies	992	777	2 508	2 319
Activités abandonnées	–	–	–	1
Total	992 \$	777 \$	2 508 \$	2 320 \$

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

Activités de financement

À la fin du troisième 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 953 millions \$. Un montant total de 1 589 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la couverture de découvert au 30 septembre 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 troisième trimestre de 2007.

Au 30 septembre 2007, les titres d'emprunts non garantis à long terme de la Société étaient cotés Baa2 par Moody's Investors Service, BBB par Standard & Poor's et A (bas) par Dominion Bond Rating Service. Les 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 de dépenses en immobilisations et les occasions de croissance rentables 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 acheter 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 troisième trimestre de 2007, la Société a racheté 4,0 millions d'actions, comparativement à 2,9 millions à la même période l'an dernier. Le niveau d'activité du programme de rachat d'actions au troisième 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 achats 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 \$
Troisième trimestre	3 998 000	2 891 600	55,15 \$	46,51 \$	220 \$	135 \$
Cumul annuel	13 998 000	18 778 400	52,53 \$	51,14 \$	735 \$	961 \$

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 totales au 30 septembre 2007 étaient de 26,2 milliards \$. Au cours du troisième trimestre de 2007, les obligations contractuelles totales ont diminué d'environ 0,4 milliard \$ en raison de l'appréciation du dollar canadien.

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 aux risques 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 du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, compensé en partie par l'augmentation des prix du pétrole brut Brent au troisième trimestre de 2007 par rapport au deuxième trimestre de 2007, le gain non réalisé évalué à la valeur de marché associé à ces contrats dérivés a été de 70 millions \$ après impôts au troisième trimestre de 2007. Cela se compare à un gain non réalisé de 79 millions \$ après impôts au troisième trimestre de 2006.

Au troisième trimestre de 2007, la Société a enregistré une perte réalisée de 87 millions \$ après impôts sur ces contrats dérivés.

Au 30 septembre 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 principes 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.

INFORMATIONS SUR L'ACTIONNARIAT

Au 30 septembre 2007, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 485,2 millions et il était de 487,6 millions en moyenne au troisième trimestre de 2007, comparativement à 498,2 millions d'actions ordinaires en circulation au 30 septembre 2006 et à un nombre moyen de 500,1 millions d'actions ordinaires en circulation durant le trimestre terminé le 30 septembre 2006.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 25 octobre 2007 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-866-898-9626 (sans frais en Amérique du Nord), le 00-800-8989-6323 (sans frais à l'étranger) ou le 416-340-2216 à 8 h 55 HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-866-540-8136 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-340-8010 et auront l'occasion de 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 1-800-408-3053 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-5800 (entrer le code d'accès 3237855#). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> le 25 octobre 2007 à 9 h HAE. Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION

30 septembre 2007

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	12,6	14,2	12,5	14,3
Sables pétrolifères International et extracôtier	63,8	59,0	58,6	50,1
Côte Est du Canada	102,1	62,3	102,6	68,6
International				
Mer du Nord	87,5	26,5	79,0	30,8
Autres – International ⁽²⁾	49,1	49,7	47,3	50,1
	315,1	211,7	300,0	213,9
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	599	611	601	617
International				
Mer du Nord	59	50	58	64
Autres – International ⁽²⁾	65	64	71	62
	723	725	730	743
Production totale liée aux activités poursuivies, nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	436	333	422	338
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
	–	–	–	6,8
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
	–	–	–	3
Production totale tirée des activités abandonnées, nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	–	–	–	7
Production totale, nette avant redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	436	333	422	345
Après redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	10,1	11,0	9,9	10,9
Sables pétrolifères International et extracôtier	57,1	54,1	53,3	46,3
Côte Est du Canada	83,7	60,4	88,4	63,9
International				
Mer du Nord	87,5	26,5	79,0	30,8
Autres – International ⁽²⁾	44,9	44,9	42,7	45,3
	283,3	196,9	273,3	197,2
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	476	509	473	493
International				
Mer du Nord	59	50	58	64
Autres – International ⁽²⁾	32	34	40	32
	567	593	571	589
Production totale liée aux activités poursuivies, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	378	296	368	295
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
	–	–	–	1,8
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
	–	–	–	1
Production totale tirée des activités abandonnées, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	–	–	–	2
Production totale, nette après redevances ⁽³⁾ (en milliers de bep/j)				
	378	296	368	297
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m ³ /j)				
Essences	25,6	25,7	24,3	24,5
Distillats	18,1	18,5	19,5	19,3
Divers, dont les produits pétrochimiques	9,9	10,2	9,0	8,2
	53,6	54,4	52,8	52,0
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m ³ /j)				
	40,2	41,1	40,1	37,7
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage)				
	99	101	99	93
Bénéfice d'exploitation après impôts du secteur Aval (en cents/litre)				
	2,1	3,5	3,8	2,7

(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 pi³ de gaz naturel pour un baril de pétrole.

PRIX MOYENS RÉALISÉS

30 septembre 2007

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Pétrole brut et LGN (<i>en \$/barils</i>)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	69,98	69,25	63,97	67,10
Sables pétrolifères	64,80	61,46	58,21	56,62
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	76,83	74,26	72,83	73,12
International				
Mer du Nord ⁽²⁾	77,19	76,46	71,88	74,48
Autres – International	77,59	74,92	73,32	74,49
Total – pétrole brut et LGN tirés des activités poursuivies	74,32	70,76	69,42	69,33
Activités abandonnées	–	–	–	71,84
Total – pétrole brut et LGN	74,32	70,76	69,42	69,40
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	5,17	5,97	6,47	6,96
International				
Mer du Nord	6,87	8,19	7,70	9,00
Autres – International	4,19	4,46	4,60	5,28
Total – gaz naturel tiré des activités poursuivies	5,28	6,06	6,47	7,07
Activités abandonnées	–	–	–	7,94
Total – gaz naturel	5,28	6,06	6,47	7,07

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

(2) Les prix moyens réalisés en mer du Nord ne comprennent pas l'incidence des contrats dérivés associés à l'acquisition par la Société d'une participation dans le champ Buzzard. En incluant l'incidence des contrats dérivés associés à Buzzard, le prix moyen réalisé pour le pétrole brut et les LGN de la mer du Nord serait de 60,83 \$/baril et de 65,78 \$/baril pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement.

TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS

30 septembre 2007

<i>(en pourcentage des produits des ventes)</i>	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Gaz naturel nord-américain	20 %	17 %	21 %	21 %
Sables pétrolifères	10 %	8 %	9 %	7 %
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	18 %	3 %	14 %	7 %
International				
Mer du Nord	–	–	–	–
Autres – International	16 %	16 %	17 %	16 %
Total – activités poursuivies	13 %	11 %	13 %	13 %
Activités abandonnées	–	–	–	74 %
Total	13 %	11 %	13 %	14 %

DONNÉES SUR LES ACTIONS
30 septembre 2007

	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	487,6	500,1	491,6	505,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	492,6	505,8	496,7	512,0
Bénéfice net – de base (en \$/action)	1,59	1,36	4,50	2,68
– dilué (en \$/action)	1,58	1,34	4,45	2,65
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies (en \$/action)	2,75	1,92	8,02	5,23
Dividendes (en \$/action)	0,13	0,10	0,39	0,30
Bourse de Toronto :				
Cours des actions ⁽¹⁾ – haut	61,25	53,30	61,25	58,59
– bas	50,97	42,38	41,02	42,38
– clôture au 28 septembre	57,07	45,01	57,07	45,01
Actions négociées (en millions)	111,0	111,1	399,3	375,6
Bourse de New York :				
Cours des actions ⁽²⁾ – haut	58,41	48,24	58,41	51,11
– bas	47,51	37,78	34,91	37,78
– clôture au 28 septembre	57,39	40,33	57,39	40,33
Actions négociées (en millions)	47,9	32,3	129,6	104,3

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

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

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

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	55 \$	78 \$	248 \$	314 \$
Sables pétrolifères	110	108	187	190
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	293	190	883	673
International	200	139	404	(205)
Aval	105	176	548	390
Services partagés	13	(13)	(59)	(158)
Activités abandonnées	–	–	–	152
Bénéfice net	776 \$	678 \$	2 211 \$	1 356 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 340 \$	959 \$	3 941 \$	2 644 \$
Capital investi moyen ⁽¹⁾				
Amont			7 967 \$	8 057 \$
Aval			4 910	4 048
Services partagés			398	195
Total – Société			13 275 \$	12 300 \$
Rendement du capital investi ⁽¹⁾ <i>(en pourcentage)</i>				
Amont			26,7	22,6
Aval			12,9	12,4
Total – Société			20,3	17,8
Rendement des capitaux propres ⁽¹⁾ <i>(en pourcentage)</i>			24,2	21,9
Dette			2 367 \$	2 772 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽¹⁾			1 090 \$	680 \$
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies <i>(en nombre de fois)</i>			0,5	0,7
Ratio dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>			17,1	21,9

(1) Comprend les activités abandonnées.

ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS *(non vérifié)*
Pour les périodes terminées les 30 septembre
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Exploitation	5 549 \$	5 065 \$	15 945 \$	14 316 \$
Revenus (charges) de placement et autres <i>(note 5)</i>	(52)	136	(129)	(197)
	5 497	5 201	15 816	14 119
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 562	2 745	7 392	7 423
Exploitation, commercialisation et frais généraux	919	742	2 732	2 345
Exploration	65	57	307	232
Amortissement pour dépréciation et épuisement	498	311	1 455	958
(Gain non réalisé) perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(93)	1	(234)	(70)
Intérêts	39	41	122	128
	3 990	3 897	11 774	11 016
Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts	1 507	1 304	4 042	3 103
Impôt sur les bénéfices <i>(note 6)</i>				
Exigibles	607	460	1 704	1 618
Futurs	124	166	127	281
	731	626	1 831	1 899
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	776	678	2 211	1 204
Bénéfice net lié aux activités abandonnées <i>(note 4)</i>	-	-	-	152
Bénéfice net	776 \$	678 \$	2 211 \$	1 356 \$
Bénéfice par action lié aux activités poursuivies <i>(note 7)</i>				
De base	1,59 \$	1,36 \$	4,50 \$	2,38 \$
Dilué	1,58 \$	1,34 \$	4,45 \$	2,35 \$
Bénéfice par action <i>(note 7)</i>				
De base	1,59 \$	1,36 \$	4,50 \$	2,68 \$
Dilué	1,58 \$	1,34 \$	4,45 \$	2,65 \$

ÉTAT DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ *(non vérifié)* *(note 3)*
Pour les périodes terminées les 30 septembre
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	776 \$	678 \$	2 211 \$	1 356 \$
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôt				
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(60)	30	(256)	123
Résultat étendu	716 \$	708 \$	1 955 \$	1 479 \$

Voir les notes complémentaires

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS *(non vérifié)***Pour les périodes terminées les 30 septembre***(en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	776 \$	678 \$	2 211 \$	1 356 \$
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	-	-	-	152
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	776	678	2 211	1 204
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	498	311	1 455	958
Impôts futurs	124	166	127	281
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	16	14	50	41
(Gain non réalisé) perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(93)	1	(234)	(70)
Gain à la cession d'actifs	(8)	(4)	(78)	(24)
(Gain non réalisé) perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard <i>(note 12)</i>	(107)	(117)	21	210
Autres	3	10	10	23
Frais d'exploration	20	26	183	73
Diminution (augmentation) des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation poursuivies	111	(126)	196	(52)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 340	959	3 941	2 644
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées <i>(note 4)</i>	-	-	-	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 340	959	3 941	2 659
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(919)	(768)	(2 403)	(2 279)
Produit de la vente d'actifs <i>(note 4)</i>	83	12	177	675
Augmentation des autres actifs	(73)	(9)	(105)	(41)
Diminution (augmentation) des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	32	27	(119)	(43)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(877)	(738)	(2 450)	(1 688)
Activités de financement				
Remboursement de la dette à long terme	(3)	(1)	(6)	(5)
Produit de l'émission d'actions ordinaires <i>(note 9)</i>	9	4	33	37
Achat d'actions ordinaires <i>(note 9)</i>	(220)	(135)	(735)	(961)
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)	(50)	(192)	(151)
Flux de trésorerie affectés aux activités de financement	(277)	(182)	(900)	(1 080)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	186	39	591	(109)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	904	641	499	789
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 090 \$	680 \$	1 090 \$	680 \$

Voir les notes complémentaires

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

(en millions de dollars canadiens)

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 090 \$	499 \$
Débiteurs	1 731	1 600
Stocks	758	632
Impôts futurs	203	95
	3 782	2 826
Immobilisations corporelles, montant net	18 697	18 577
Écart d'acquisition	719	801
Autres actifs (note 3)	434	442
	23 632 \$	22 646 \$
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (note 12)	3 825 \$	3 319 \$
Impôts sur les bénéfices à payer	144	22
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 8)	3	7
	3 972	3 348
Dette à long terme (notes 3 et 8)	2 364	2 887
Autres passifs (note 12)	1 561	1 826
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 181	1 170
Impôts futurs	3 042	2 974
Engagement et passifs éventuels (note 13)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 9)	1 365	1 366
Surplus d'apport (note 9)	24	469
Bénéfices non répartis	10 330	8 557
Autres éléments du résultat étendu cumulés (note 3)		
Écart de conversion de devises étrangères	(207)	49
	11 512	10 441
	23 632 \$	22 646 \$

ÉTAT DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS (non vérifié)**Pour les périodes terminées les 30 septembre**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	9 826 \$	7 595 \$	8 557 \$	7 018 \$
Effet cumulatif de l'adoption de nouvelles conventions comptables (note 3)	-	-	8	-
Bénéfice net	776	678	2 211	1 356
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)	(50)	(192)	(151)
Charges liées à l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (note 9)	(209)	-	(254)	-
Bénéfices non répartis à la fin de la période	10 330 \$	8 223 \$	10 330 \$	8 223 \$

Voir les notes complémentaires

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

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES
Trois mois terminés le 30 septembre

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		International et extracôtier				Aval		Services partagés		Données consolidées	
	2007	2006	2007	2006	Côte Est du Canada		International		2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits														
Ventes aux clients	308	\$ 344	\$ 145	\$ 201	\$ 671	\$ 551	\$ 1 079	\$ 505	\$ 3 346	\$ 3 464	\$ -	\$ -	\$ 5 549	\$ 5 065
Revenus (charges) de placement et autres ⁽¹⁾	1	4	(3)	-	(5)	-	(34)	114	(3)	11	(8)	7	(52)	136
Ventes intersectorielles	70	99	316	246	114	44	-	-	5	2	-	-	-	-
Produits sectoriels	379	447	458	447	780	595	1 045	619	3 348	3 477	(8)	7	5 497	5 201
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	62	67	112	122	158	166	-	-	2 229	2 387	1	3	2 562	2 745
Opérations intersectorielles	2	1	1	19	2	1	-	-	500	370	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et frais généraux	124	117	149	103	68	94	144	82	390	373	44	(27)	919	742
Exploration	25	40	1	5	5	-	34	12	-	-	-	-	65	57
Amortissement pour dépréciation et épuisement	108	100	33	37	105	46	180	51	72	71	-	6	498	311
(Gain non réalisé) perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(93)	1	(93)	1
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39	41	39	41
	321	325	296	286	338	307	358	145	3 191	3 201	(9)	24	3 990	3 897
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	58	122	162	161	442	288	687	474	157	276	1	(17)	1 507	1 304
Impôts sur les bénéfices														
Exigibles	55	84	5	3	163	113	379	280	40	27	(35)	(47)	607	460
Futurs	(52)	(40)	47	50	(14)	(15)	108	55	12	73	23	43	124	166
	3	44	52	53	149	98	487	335	52	100	(12)	(4)	731	626
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	55	\$ 78	\$ 110	\$ 108	\$ 293	\$ 190	\$ 200	\$ 139	\$ 105	\$ 176	\$ 13	\$ (13)	\$ 776	\$ 678
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	176	\$ 151	\$ 101	\$ 93	\$ 40	\$ 54	\$ 209	\$ 171	\$ 388	\$ 290	\$ 5	\$ 9	\$ 919	\$ 768
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	155	\$ 135	\$ 176	\$ 193	\$ 403	\$ 232	\$ 455	\$ 180	\$ 215	\$ 229	\$ (64)	\$ (10)	\$ 1 340	\$ 959
Total de l'actif lié aux activités poursuivies	3 986	\$ 3 770	\$ 3 121	\$ 2 828	\$ 2 333	\$ 2 358	\$ 5 661	\$ 5 324	\$ 7 668	\$ 6 359	\$ 863	\$ 568	\$ 23 632	\$ 21 207

(1) Les revenus (charges) de placement et autres pour le secteur International comprennent des gains non réalisés découlant des contrats dérivés associés à Buzzard de 107 millions \$ pour le trois mois terminés le 30 septembre 2007 (117 millions \$ pour le trois mois terminés le 30 septembre 2006) (notes 5 et 12).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 8 millions \$ pour le trois mois terminés le 30 septembre 2007 (10 millions \$ pour le trois mois terminés le 30 septembre 2006).

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

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES (note 4)
Neuf mois terminés le 30 septembre

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		International et extracôtier				Aval		Services partagés		Données consolidées	
					Côte Est du Canada		International							
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits														
Ventes aux clients	1 016	\$ 1 152	\$ 458	\$ 449	\$ 2 052	\$ 1 470	\$ 2 654	\$ 1 820	\$ 9 765	\$ 9 425	\$ -	\$ -	\$ 15 945	\$ 14 316
Revenus (charges) de placement et autres ⁽¹⁾	66	5	(3)	-	(11)	(1)	(163)	(220)	(7)	13	(11)	6	(129)	(197)
Ventes intersectorielles	238	277	759	609	352	201	-	-	12	9	-	-		
Produits sectoriels	1 320	1 434	1 214	1 058	2 393	1 670	2 491	1 600	9 770	9 447	(11)	6	15 816	14 119
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	165	203	366	323	545	338	-	-	6 308	6 558	8	1	7 392	7 423
Opérations intersectorielles	6	3	11	36	6	6	-	-	1 338	1 051	-	-		
Exploitation, commercialisation et frais généraux	368	340	436	366	186	202	421	242	1 100	1 115	221	80	2 732	2 345
Exploration	122	112	25	17	14	1	146	102	-	-	-	-	307	232
Amortissement pour dépréciation et épuisement	325	298	112	98	319	165	478	207	213	181	8	9	1 455	958
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(234)	(70)	(234)	(70)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122	128	122	128
	986	956	950	840	1 070	712	1 045	551	8 959	8 905	125	148	11 774	11 016
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	334	478	264	218	1 323	958	1 446	1 049	811	542	(136)	(142)	4 042	3 103
Impôts sur les bénéfices (note 6)														
Exigibles	157	250	(5)	(7)	488	346	1 005	948	157	119	(98)	(38)	1 704	1 618
Futurs	(71)	(86)	82	35	(48)	(61)	37	306	106	33	21	54	127	281
	86	164	77	28	440	285	1 042	1 254	263	152	(77)	16	1 831	1 899
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	248	\$ 314	\$ 187	\$ 190	\$ 883	\$ 673	\$ 404	\$ (205)	\$ 548	\$ 390	\$ (59)	\$ (158)	\$ 2 211	\$ 1 204
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies ⁽²⁾	497	\$ 485	\$ 297	\$ 288	\$ 126	\$ 188	\$ 538	\$ 467	\$ 928	\$ 835	\$ 17	\$ 15	\$ 2 403	\$ 2 278
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	561	\$ 543	\$ 405	\$ 300	\$ 1 230	\$ 837	\$ 1 088	\$ 669	\$ 749	\$ 521	\$ (92)	\$ (226)	\$ 3 941	\$ 2 644
Total de l'actif lié aux activités poursuivies	3 986	\$ 3 770	\$ 3 121	\$ 2 828	\$ 2 333	\$ 2 358	\$ 5 661	\$ 5 324	\$ 7 668	\$ 6 359	\$ 863	\$ 568	\$ 23 632	\$ 21 207

(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 21 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 (210 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006) (notes 5 et 12).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 21 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 (24 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006).

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

2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers 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^{er} 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^{er} 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 de ces nouvelles normes.

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

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 31 janvier 2006, la Société a mené à terme 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 :

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits ⁽¹⁾	- \$	- \$	- \$	168 \$
Charges				
Exploitation, commercialisation et frais généraux	-	-	-	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 gains nets (pertes nettes) sur les contrats dérivés (note 12) de (30) millions \$ et de (171) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement (127 millions \$ et (207) millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006) et des gains nets à la vente d'actifs de 8 millions \$ et de 78 millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement (4 millions \$ et 24 millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006).

6. IMPÔTS FUTURS

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

Les impôts sur le bénéfice futurs pour les neuf mois terminés le 30 septembre 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 les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 comprenaient une charge de 242 millions \$ liée à l'augmentation en vigueur du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni. Les ajustements ont été affectés au secteur International de la Société.

Les impôts exigibles pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 ont été augmentés 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 vérifiées)
(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)	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	487,6	500,1	491,6	505,9
Effet des options sur actions dilutives	5,0	5,7	5,1	6,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	492,6	505,8	496,7	512,0

8. DETTE À LONG TERME

	Échéance	30 septembre	31 décembre
		2007	2006
		(note 3)	
Obligations et effets			
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	581 \$	699 \$
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	251	349
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	239	291
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	269	321
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	296	349
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	393	466
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	278	349
Contrats de location-acquisition	2007-2022	60	70
		2 367	2 894
Tranche à court terme		(3)	(7)
		2 364 \$	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'actionnariat des employés	1 701 778	38	(3)
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(13 998 000)	(39)	(442)
Solde au 30 septembre 2007	485 242 163	1 365 \$	24 \$

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 des trois mois et des neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la Société a racheté 3 998 000 actions ordinaires pour un coût total de 220 millions \$ et 13 998 000 actions ordinaires pour un coût total de 735 millions \$, respectivement (2 891 600 actions ordinaires pour un coût de 135 millions \$ et 18 778 400 actions ordinaires pour un coût de 961 millions \$ au cours des trois mois et des neuf mois terminés le 30 septembre 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.

10. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONNAIRES

Le total de la charge (du recouvrement) enregistré au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de 24 millions \$ et de 163 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement ((51) millions \$ et 11 millions \$ pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre 2006).

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

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

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	3 342 800	44	244 819
Options levées contre actions ordinaires	(1 701 778)	20	s.o.
Options cédées pour versement au comptant	(770 620)	33	s.o.
Options annulées/expirées	(273 250)	44	(560 865)
Solde au 30 septembre 2007	21 311 885	34 \$	1 166 940

(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 espèces 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 remise. 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	3 751 500	44
DPV annulés	(97 850)	44
Solde au 30 septembre 2007	3 653 650	44 \$

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 :

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus de l'exercice	10 \$	10 \$	30 \$	30 \$
Intérêts débiteurs	22	21	66	63
Rendement prévu de l'actif des régimes	(27)	(24)	(83)	(74)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)	(4)	(5)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	11	13	33	39
	15	19	42	53
Régimes à cotisations déterminées				
	5	4	14	12
	20 \$	23 \$	56 \$	65 \$
Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus de l'exercice	1 \$	1 \$	4 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	3	3	9	9
Amortissement de l'obligation transitoire	2	1	4	3
	6 \$	5 \$	17 \$	15 \$

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

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

12. INSTRUMENTS FINANCIERS ET DÉRIVÉS

Les revenus (charges) de placement et autres (note 5) comprennent les gains et les pertes non réalisés et réalisés sur les divers contrats dérivés en cours, incluant les contrats dérivés associés à l'acquisition en 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord. Ces contrats se sont soldés par des gains et des pertes non réalisés et réalisés comme suit :

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Gains (pertes) non réalisé(e)s				
Contrats dérivés associés à Buzzard	107 \$	117 \$	(21) \$	(210) \$
Autres contrats dérivés	2	(7)	5	(7)
	109	110	(16)	(217)
Gains (pertes) réalisé(e)s				
Contrats dérivés associés à Buzzard ⁽¹⁾	(131)	-	(131)	-
Autres contrats dérivés	(8)	17	(24)	10
	(139)	17	(155)	10
Gains nets (pertes nettes)	(30) \$	127 \$	(171) \$	(207) \$

(1) Les contrats de vente à terme pour la vente de 2,6 millions de barils de pétrole brut Brent sont arrivés à échéance au cours des trois mois terminés le 30 septembre 2007. Les contrats de vente à terme en cours arrivant à échéance au cours des années 2007 à 2010 visent la vente future de 33,2 millions de barils de pétrole brut Brent à 25,98 \$ US le baril.

La juste valeur des contrats dérivés en cours au 30 septembre 2007 est la suivante :

	Actif net (passif net)
Contrats dérivés associés à Buzzard	(1 502)
Autres contrats dérivés	1
	(1 501)

La juste valeur des contrats dérivés en cours au 30 septembre 2007 est incluse dans le bilan consolidé de la façon suivante :

Débiteurs	2
Créditeurs	(555)
Autres passifs	(948)
	(1 501)

13. ENGAGEMENT ET PASSIFS ÉVENTUELS

Le 20 septembre 2007, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente pour acquérir une participation directe supplémentaire de 5 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills, ce qui porte sa participation directe totale à 60 %. Afin de payer cet investissement progressif, Petro-Canada financera une tranche supplémentaire de 375 millions \$ des dépenses dans le cadre du partenariat. Cette transaction devrait être conclue au quatrième trimestre de 2007.

14. RÉCENTES PRISES DE POSITION SUR LA COMPTABILITÉ

En juin 2007, le Conseil des normes comptables (CNC) du Canada 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 systématiquement 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^{er} janvier 2008. 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.