

# 2007

# Rapport trimestriel



Le 31 janvier 2008

(also published in English)

## Pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2007

### RAPPORT DE GESTION

*Le rapport de gestion, daté du 31 janvier 2008, est présenté aux pages 1 à 30 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, au rapport de gestion pour les trois mois terminés le 31 mars 2007, les six mois terminés le 30 juin 2007 et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007; au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006; aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et à la notice annuelle 2006 de la Société datée du 22 mars 2007. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.*

### 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 font référence à des perspectives. 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 et 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 charges 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 SEC.

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 31 janvier 2008 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les mettra pas à jour publiquement ni ne les révisera. 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 le personnel et la direction de Petro-Canada 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 qui autorise Petro-Canada à présenter l'information conformément aux normes de la SEC lorsque mentionnée dans le présent rapport trimestriel. 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 prouvées en utilisant les exigences et les pratiques des États-Unis, qui peuvent différer des normes et des pratiques du Canada. L'utilisation de termes comme « probables », « possibles », « ressources » et « production sur la durée de vie des champs » dans ce rapport trimestriel n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC applicables aux documents déposés auprès de la SEC. 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. Il est à noter que lorsque le terme baril équivalent pétrole (bep) est utilisé dans ce rapport trimestriel, ce terme peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes en un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits.

Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que Petro-Canada utilise 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, Financial Accounting Standards Board Statement No. 69 des États-Unis)  
SEC Guide 7 for Oilsands Mining

Réserves non prouvées, probables et possibles

Autorités canadiennes en valeurs mobilières : Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH), Vol. 1 Section 5 préparé par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM)

Ressources éventuelles et prospectives

Petroleum Resources Management System (PRMS) : définitions de la Society of Petroleum Engineers, de la Society of Petroleum Evaluation Engineers, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologist (approuvées en mars 2007)  
Autorités canadiennes en valeurs mobilières : COGEH Vol. 1 Section 5

Bien que le classement des ressources établi par la Society of Petroleum Engineers inclue les catégories 1C, 2C et 3C pour les ressources éventuelles et les estimations « basse », « meilleure », et « élevée » pour les ressources prospectives, Petro-Canada fait référence uniquement à la catégorie 2C pour les ressources éventuelles et à la meilleure estimation compte tenu des risques (une évaluation de la probabilité de découvrir la ressource) pour les ressources prospectives, lorsqu'elle mentionne les ressources dans ce rapport trimestriel. Le secteur Sables pétrolières au Canada représente environ 71 % des ressources éventuelles et prospectives totales de Petro-Canada. Le reste des ressources de Petro-Canada est réparti entre les secteurs d'activité et se trouve principalement dans les régions pionnières de l'Amérique du Nord et à l'étranger. De plus, lorsque Petro-Canada fait référence aux ressources de la Société, les ressources éventuelles représentent environ 53 % et les ressources prospectives évaluées en fonction des risques, environ 47 % des ressources totales de la Société.

Énoncé de mise en garde : Dans le cas de ressources découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources découvertes autres que les réserves, il n'y a aucune certitude qu'une portion quelconque des ressources pourra être produite de façon rentable. Dans le cas de ressources non découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources non découvertes, il n'y a aucune certitude qu'une portion quelconque des ressources sera découverte. Si des ressources sont découvertes, il n'y a aucune certitude qu'une portion quelconque des ressources pourra être produite de façon rentable.

Pour que des ressources passent à la catégorie des réserves, tous les projets doivent être accompagnés d'un plan d'épuisement économique et peuvent nécessiter :

- des forages de délimitation additionnels ou l'application d'une nouvelle technologie pour l'exploitation par procédé minier, *in situ* et classique des ressources éventuelles et des ressources prospectives évaluées en fonction des risques avant la sanction du projet et les approbations réglementaires; et
- des activités d'exploration fructueuses en ce qui a trait aux ressources prospectives classiques évaluées en fonction des risques avant la sanction du projet et les approbations réglementaires.

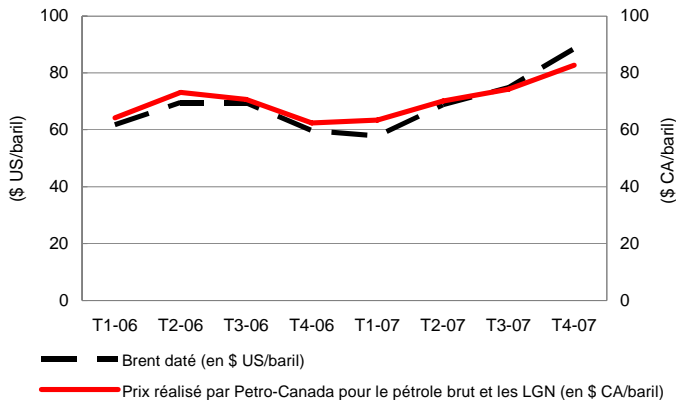
Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce rapport trimestriel sont déclarés en date du 31 décembre 2007.

**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 27.

**AMONT**

*Pétrole brut*



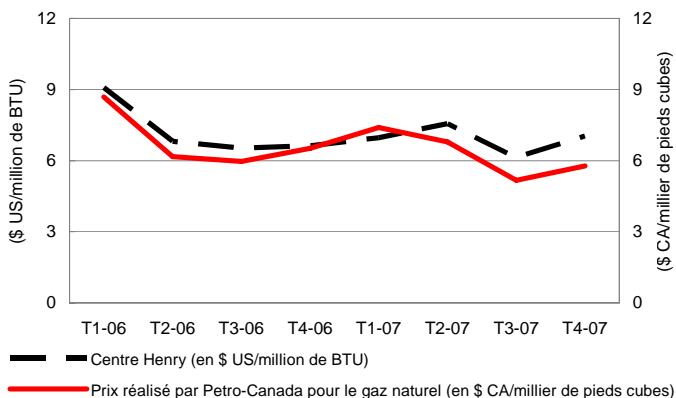
Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 88,69 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2007, en hausse de près de 50 % par rapport à 59,68 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2006. Les inquiétudes voulant que la demande mondiale de pétrole croisse plus vite que les nouveaux approvisionnements, de même que les tensions géopolitiques et la spéculation, ont mené à des prix élevés records pour le pétrole durant le trimestre.

Au cours du quatrième trimestre de 2007, le taux de change moyen du dollar canadien a été de 1,02 \$ US, en hausse par rapport à 0,88 \$ US au quatrième 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 33 %, passant de 62,37 \$/baril au quatrième trimestre de 2006 à 82,71 \$/baril au quatrième trimestre de 2007.

Au quatrième trimestre de 2007, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a augmenté pour atteindre 13,03 \$ US/baril, comparativement à 12,77 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2006. Au Canada, l'écart de prix entre le pétrole léger Edmonton Light et le pétrole lourd Western Canada Select (WCS) a considérablement augmenté pour passer à 31,66 \$/baril au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 19,72 \$/baril au quatrième trimestre de 2006. Les bruts lourds canadiens continuent de se vendre moyennant des escomptes plus élevés par rapport au prix des bruts légers que ceux qui ont cours dans le cas des bruts lourds internationaux. Cet escompte tient au fait que la production canadienne de pétrole lourd croît à un rythme plus rapide que celui des investissements nord-américains pour convertir les raffineries afin qu'elles puissent traiter des charges d'alimentation plus lourdes, ainsi qu'à la diminution saisonnière de la demande de bitume.

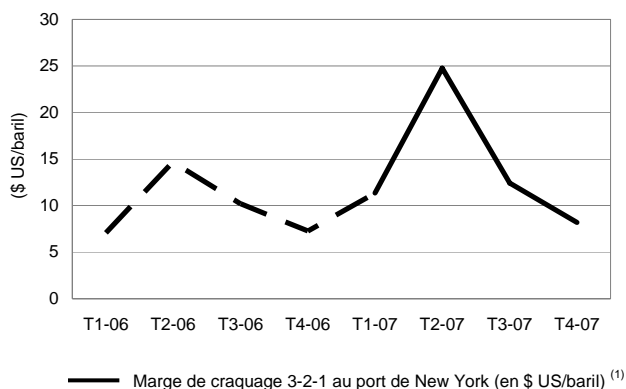
*Gaz naturel*



Les prix nord-américains du gaz naturel au centre Henry ont été plus élevés au quatrième trimestre de 2007 qu'au quatrième trimestre de 2006, en raison de conditions hivernales plus froides qu'il y a un an. Au quatrième trimestre de 2007, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 7,03 US \$/million de BTU, en hausse de 6 % par rapport à 6,62 \$ US/million de BTU au quatrième trimestre de 2006. Cependant, la hausse des prix du gaz naturel au centre Henry a été plus que contrebalancée par la forte appréciation du dollar canadien durant le quatrième trimestre de 2007.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour la production de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 5,78 \$/millier de pieds cubes (pi<sup>3</sup>) au quatrième trimestre de 2007, en baisse de 11 % par rapport à 6,52 \$/millier de pi<sup>3</sup> au quatrième trimestre de 2006.

## AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York<sup>(1)</sup> ont été en moyenne de 8,18 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2007, en hausse de 13 % par rapport à un niveau moyen de 7,27 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2006. Les marges de craquage élevées sur le mazout de chauffage ont entraîné une amélioration de la marge, alors que les marges sur l'essence ont été légèrement plus faibles qu'au quatrième trimestre de 2006. La vigueur accrue du dollar canadien par rapport à la devise américaine au quatrième trimestre de 2007 a réduit l'incidence des marges de craquage exprimées en dollars américains pour les raffineurs canadiens.

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

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	<b>88,69</b>	59,68	<b>72,52</b>	65,14
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	<b>90,68</b>	60,21	<b>72,31</b>	66,22
Écart de prix FAB Brent daté-Maya (en \$ US/baril)	<b>13,03</b>	12,77	<b>12,67</b>	13,94
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	<b>87,11</b>	65,12	<b>76,84</b>	73,23
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (en \$ CA/baril)	<b>31,66</b>	19,72	<b>24,07</b>	22,40
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	<b>7,03</b>	6,62	<b>6,92</b>	7,26
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>6,26</b>	6,64	<b>6,89</b>	7,28
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril) <sup>(1)</sup>	<b>8,18</b>	7,27	<b>14,15</b>	9,80
Taux de change (en cents US/\$ CA)	<b>101,9</b>	87,8	<b>93,1</b>	88,2
<b>Prix réalisés moyens – activités poursuivies</b>				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	<b>82,71</b>	62,37	<b>72,66</b>	67,38
Gaz naturel (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>5,88</b>	6,61	<b>6,32</b>	6,96

(1) Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, le calcul de la marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été modifié. 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 n'étaient 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 2007. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Facteur <sup>(1), (2)</sup>	Variation (+)	Incidence sur le bénéfice net annuel		Incidence sur le bénéfice net annuel	
		(en millions de dollars)		(en \$/action) <sup>(3)</sup>	
<b>Amont</b>					
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN <sup>(4)</sup>	1,00 \$/baril	52	\$	0,11	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi <sup>3</sup>	30		0,06	
Taux de change : \$ US/\$ CA – fait référence à l'incidence sur le bénéfice lié aux activités d'amont poursuivies <sup>(5)</sup>	0,01 \$	(40)		(0,08)	
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 barils/j	10		0,02	
Production de gaz naturel	10 millions de pi <sup>3</sup> /j	7		0,01	
<b>Aval</b>					
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York <sup>(6)</sup>	1,00 \$ US/baril	22		0,05	
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago	1,00 \$ US/baril	24		0,04	
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle	1,00 \$ US/baril	7		0,01	
Écart de prix FAB Brent daté-Maya	1,00 \$ US/baril	6		0,01	
Écart de prix Edmonton Light-Synthétique	1,00 \$ CA/baril	13		0,03	
Taux de change : \$ US/\$ CA – fait référence à l'incidence sur les marges de craquage du secteur Aval et les écarts de prix entre les bruts <sup>(7)</sup>	0,01 \$	(11)		(0,02)	
<b>Société</b>					
Taux de change : \$ US/\$ CA – fait référence à l'incidence sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains <sup>(8)</sup>	0,01 \$	10	\$	0,02	\$

(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 2007.

(4) Ce facteur d'influence est basé sur une variation équivalente du prix des pétroles WTI et Brent daté, en excluant les contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard qui ont été dénoués au quatrième trimestre de 2007.

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

(6) Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, le calcul de la marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été modifié. 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 comparativement au dollar américain a une incidence négative sur les marges de craquage de l'aval et les écarts de prix entre les bruts.

(8) 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 réalisant une croissance à long terme rentable et en améliorant la rentabilité des activités de base.*

Le programme d'investissement de Petro-Canada appuie la mise en service de sept projets majeurs au cours des prochaines années. En 2008, la Société prévoit mener à terme le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton en vue d'y traiter une charge d'alimentation à base de sables pétrolifères moins coûteuse et de considérer des décisions d'investissement définitives au sujet du projet de mine et d'usine de valorisation pour Fort Hills, du projet gazier Ebla en Syrie et du projet de coqueur à Montréal. La Société et ses partenaires planifient aussi de faire avancer les projets d'amont suivants : l'agrandissement de l'installation *in situ* de MacKay River, la mise en valeur des extensions du champ White Rose au large de la côte Est du Canada et la mise en valeur des concessions en Lybie. La Société s'attend à ce que la production augmente à nouveau de façon considérable lorsque ces grands projets entreront en service. Ces projets devraient accroître de façon importante le bénéfice et les flux de trésorerie.

Petro-Canada travaille continuellement à renforcer ses activités de base en améliorant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de ses activités et met l'accent sur la réalisation d'une production d'amont conforme aux indications fournies.

Priorités stratégiques	Progrès au cours du trimestre
<b>RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS À LONG TERME DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons poursuivi la construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, qui était achevé à 61 % à la fin de 2007 et qui progresse comme prévu en vue d'un démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008</li> <li>• le champ Saxon, dans le secteur britannique de la mer du Nord, est entré en production</li> <li>• nous avons doublé la production dans les Rocheuses américaines par rapport au niveau qu'elle atteignait au moment de l'acquisition en 2004, la portant à 100 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz par jour d'ici la fin de l'exercice</li> <li>• nous avons signé des protocoles d'accord pour une prolongation de 30 ans des concessions en Lybie</li> <li>• nous avons foré un puits ayant mené à la découverte de pétrole dans le secteur britannique de la mer du Nord et un autre à la découverte de gaz naturel au large de Trinité-et-Tobago</li> <li>• nous avons conclu des ententes officielles pour la mise en valeur des extensions de White Rose exploitées par un partenaire</li> <li>• nous avons reporté la décision relative à la décision finale relative à l'investissement dans le projet d'agrandissement de MacKay River en vue d'une production de 40 000 b/j jusqu'en 2009 pour explorer des solutions susceptibles de réduire les coûts</li> </ul>
<b>FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons maintenu une fiabilité d'environ 99 % à nos installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada</li> <li>• nous avons exploité l'installation MacKay River à un taux de fiabilité de 87 %</li> <li>• nous avons affiché un indice de fiabilité combiné de 92 aux raffineries d'Edmonton et de Montréal et à l'usine de lubrifiants</li> <li>• nous avons accru les ventes des dépanneurs de 10 % et les ventes des établissements comparables de 9 %, comparativement au quatrième trimestre de 2006</li> </ul>
<b>MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons terminé le trimestre avec un niveau d'endettement correspondant à 22,5 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies de 1,0 fois</li> <li>• nous avons racheté 2,0 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 51,70 \$/action pour un coût total de 104 millions \$</li> <li>• nous avons dénoué les contrats dérivés associés à Buzzard pour 1 145 millions \$ après impôts</li> </ul>
<b>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons élaboré des principes pour la gestion responsable de l'utilisation de l'eau dans tous les secteurs de la Société</li> <li>• nous avons enregistré une fréquence totale des blessures consignées de 0,86 en 2007, comparativement à 0,85 en 2006</li> <li>• nous avons réduit le nombre de dépassements environnementaux, qui est passé de 24<sup>(1)</sup> en 2006 à 16 en 2007</li> </ul>

<sup>(1)</sup> Les dépassements environnementaux de 2006 comprenaient les actifs de Brazeau et West Pembina qui ont été vendus au premier trimestre de 2007.

## JALONS STRATÉGIQUES

T1 2008

T2 2008

T3 2008

- |  |   |  |
|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet du projet d'agrandissement de MacKay River</li> <li>▪ achèvement des études d'ingénierie et de conception préliminaires et prise d'une décision d'investissement définitive pour le projet en Syrie</li> <li>▪ obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet de la portion North Amethyst du projet de mise en valeur des extensions de White Rose</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 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</li> <li>▪ prise d'une décision d'investissement définitive au sujet de la portion North Amethyst du projet de mise en valeur des extensions de White Rose</li> <li>▪ prise d'une décision d'investissement définitive relative à un cokeur éventuel de 25 000 barils/j à la raffinerie de Montréal</li> <li>▪ ratification finale prévue d'un accord sur la mise en valeur des concessions en Libye</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ prise d'une décision d'investissement définitive au sujet du projet intégré de mine et d'usine de valorisation Fort Hills</li> <li>▪ début du forage des excavations de tête de puits à North Amethyst</li> </ul> |
|--|---|--|

## ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

### Analyse du bénéfice

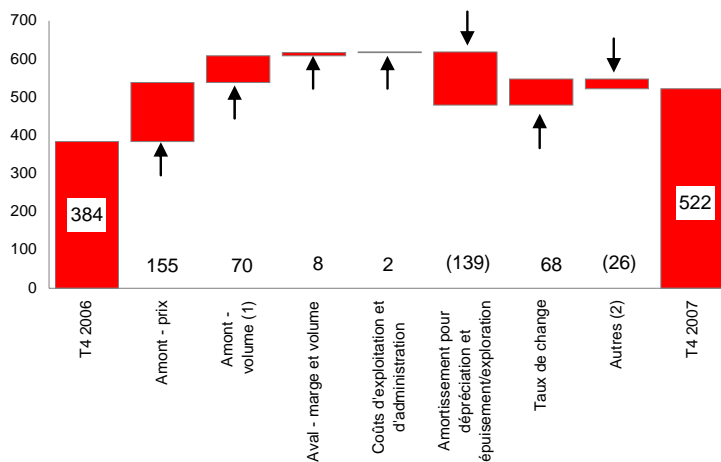
Au premier trimestre de 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente de ses actifs producteurs syriens parvenus à maturité. Ces actifs et les résultats connexes sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

### Variation du bénéfice

## ANALYSE DES FACTEURS – 4<sup>e</sup> TRIMESTRE 2007 COMPARATIVEMENT AU 4<sup>e</sup> TRIMESTRE 2006

### Bénéfice net lié aux activités poursuivies

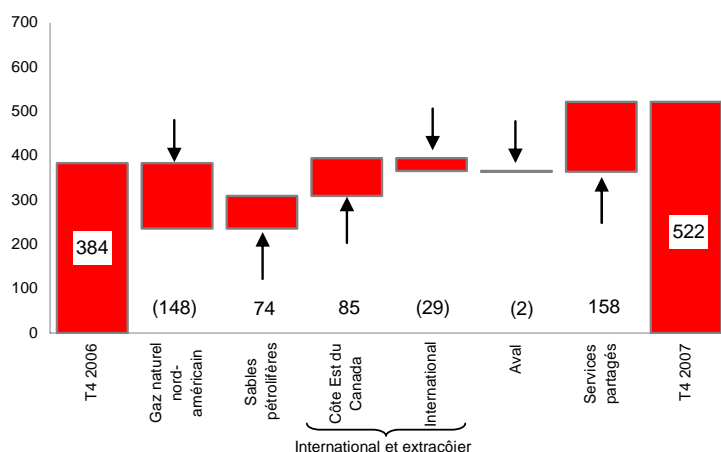
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice net lié aux activités poursuivies a augmenté pour passer à 522 millions \$ (1,08 \$/action) au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 384 millions \$ (0,77 \$/action) au quatrième trimestre de 2006. La production d'amont plus élevée, les prix réalisés accrus pour le pétrole brut et des ajustements d'impôt positifs ont contribué à accroître le bénéfice net lié aux activités poursuivies. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les autres charges plus élevées, notamment les pertes sur les contrats dérivés associés à Buzzard, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés, ainsi que les prix réalisés plus faibles pour le gaz naturel.

- (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 36 % pour passer à 522 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 384 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice net lié aux activités poursuivies au quatrième trimestre a reflété le bénéfice net accru des secteurs Côte Est du Canada et Sables pétroliers. Les Services partagés ont enregistré un bénéfice net au quatrième trimestre de 2007 en raison d'un recouvrement lié à la rémunération à base d'actions et de gains à la conversion de devises étrangères. Ces résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice net plus faible des secteurs Gaz naturel nord-américain, International et Aval.

Au quatrième trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies ont été de (602) millions \$ ((1,24) \$/action), considérablement en baisse par rapport à 964 millions \$ (1,94 \$/action) au même trimestre de 2006. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a reflété principalement le paiement pour dénouer les contrats dérivés de couverture liés à Buzzard, contrebalancés en partie par le bénéfice net plus élevé.

**Information financière trimestrielle**

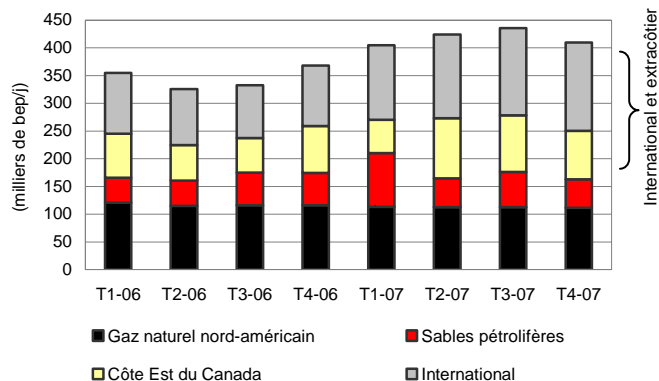
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trois mois terminés les							
	31 déc. 2007	30 sept. 2007	30 juin 2007	31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006	30 juin 2006	31 mars 2006
<b>Total des produits d'exploitation liés aux activités poursuivies</b>	<b>5 434 \$</b>	5 497 \$	5 478 \$	4 841 \$	4 550 \$	5 201 \$	4 730 \$	4 188 \$
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>522 \$</b>	776 \$	845 \$	590 \$	384 \$	678 \$	472 \$	54 \$
Par action								
– de base	<b>1,08</b>	1,59	1,71	1,19	0,77	1,36	0,93	0,11
– dilué	<b>1,07</b>	1,58	1,70	1,18	0,76	1,34	0,92	0,10
<b>Bénéfice net</b>	<b>522 \$</b>	776 \$	845 \$	590 \$	384 \$	678 \$	472 \$	206 \$
Par action								
– de base	<b>1,08</b>	1,59	1,71	1,19	0,77	1,36	0,93	0,40
– dilué	<b>1,07</b>	1,58	1,70	1,18	0,76	1,34	0,92	0,40



**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 quatrième trimestre de 2007, la production s'est chiffrée en moyenne à 409 800 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada, nettement en hausse par rapport à 368 200 bep/j nets au même trimestre de 2006. Les volumes accrus ont reflété l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter, L5b-C et Saxon) et la production plus élevée du secteur Côte Est du Canada. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production plus faible des Sables pétrolifères et les baisses liées à l'épuisement des champs dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production au quatrième trimestre de 2006 avait été réduite par l'arrêt à Terra Nova pour une révision de maintenance planifiée.

**Mise à jour sur les activités d'exploration**

*Au quatrième trimestre de 2007, Petro-Canada a foré deux puits d'exploration fructueux – un dans la mer du Nord et un au large de Trinité-et-Tobago.*

Dans le cadre de la stratégie de croissance de Petro-Canada, la Société a entrepris de développer un portefeuille d'exploration comprenant des zones d'intérêt qui procurent un profil risque-récompense équilibré et qui ensemble ajoutent aux réserves au fil du temps. En 2007, la Société et ses partenaires ont foré 15 puits. Sept des 15 puits ont été complétés en tant que découvertes (Golden Eagle, 13/21b-7, van Nes et van Brakel en mer du Nord; Farigh AA 13-12 en Libye; et Cassra-1 et Zandolie West au large de Trinité-et-Tobago). Trois puits ont été provisoirement obturés et attendent leur évaluation (Aklaq-6 et Aklaqyagg-1 en Alaska et Al Dahramat en Syrie). Cinq puits ont été abandonnés en tant que puits secs ou découvertes non commerciales et ont été radiés.

À la fin de l'exercice 2007, les activités se poursuivent dans quatre puits additionnels (12/20b-1 en mer du Nord, AA 14-12 en Libye et Poinsettia-2 et Zandolie East au large de Trinité-et-Tobago).

En 2007, la Société a investi 319 millions \$ dans l'exploration, y compris les coûts d'administration et les coûts des études géologiques et géophysiques. Les frais d'exploration ont augmenté de 51 % par rapport à 211 millions \$ dépensés à ce chapitre en 2006. L'augmentation en 2007, comparativement à 2006, a reflété la portée élargie du programme d'exploration de la Société et les coûts accrus des appareils de forage sous contrat et des services.

(nombre de puits)	Résultats en 2007				Perspectives pour 2008
	Découvertes – pétrole	Découvertes – gaz naturel	En cours d'évaluation	Secs et abandonnés	
Mer du Nord	2	2	–	2	6
Syrie	–	–	1	1	–
Libye	1	–	–	–	3
Trinité-et-Tobago	–	2	–	1	5
Alaska	–	–	2	1	3
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>17</b>

Au quatrième trimestre de 2007, la Société a foré deux puits d'exploration fructueux. Dans le bloc 13/21b du secteur britannique de la mer du Nord, Petro-Canada, en tant qu'exploitant possédant une participation directe de 50 % dans le bloc, a foré un puits jusqu'à une profondeur totale de 2 398 mètres et a traversé deux hauteurs d'huile distinctes. Le gisement plus profond contenait une hauteur brute de 21 mètres de pétrole de 34,5 degrés API tandis que le gisement plus en surface a traversé une hauteur brute de 58 mètres de pétrole de 21 degrés API. Dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago, Petro-Canada, en tant qu'exploitant possédant une participation directe de 90 % dans le bloc, a foré le puits Cassra-1 par 430 mètres de fond et a atteint une profondeur de 1 712 mètres sous le niveau de la mer. Le puits a atteint la formation cible et établi la présence d'une interface gaz-eau. Les deux puits ont été complétés en tant que découvertes et la Société et ses partenaires réaliseront des travaux d'évaluation additionnels avant de considérer des options de mise en valeur.

En 2008, la Société prévoit forer jusqu'à 17 puits centrés sur la mer du Nord, au large de Trinité-et-Tobago, la Libye et le Grand Nord (Territoires-du-Nord-Ouest et Alaska). Des travaux sont en cours pour le forage des trois puits prévus au nord du 60° parallèle au premier trimestre de 2008. En mer du Nord, Petro-Canada et ses partenaires ont l'intention de forer jusqu'à six puits ciblant une combinaison d'ajouts de réserves autour de l'infrastructure existante, ainsi que des zones d'intérêt à explorer plus importantes. Jusqu'à trois puits sont planifiés dans le cadre du programme de forage courant en Libye, ciblant l'ajout de réserves à proximité de l'infrastructure existante. De plus, la Société poursuivra son programme d'exploration multipuits au large de Trinité-et-Tobago où elle planifie jusqu'à cinq puits en 2008.

### Perspectives relatives à la production d'amont consolidée en 2008

La production d'amont devrait diminuer légèrement en 2008, principalement en raison de l'épuisement naturel des champs sur la côte Est du Canada et dans l'Ouest du Canada. Ces diminutions sont contrebalancées par les volumes additionnels prévus liés à l'incidence sur un exercice complet de la production des champs Buzzard et Saxon en mer du Nord et la production planifiée supérieure du secteur Sables pétrolifères. La production moyenne devrait se situer dans une fourchette de 390 000 bep/j à 420 000 bep/j en 2008.

Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur la production en 2008 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations et l'exécution réussie des révisions planifiées.

(en milliers de bep/j)	Perspectives pour 2007 (+/-) Au 26 juillet 2007	Résultat réel en 2007	Perspectives pour 2008 (+/-)
<b>Gaz naturel nord-américain</b>			
Gaz naturel	97	<b>100</b>	93
Liquides	13	<b>12</b>	12
<b>Sables pétrolifères</b>			
Syncrude	34	<b>37</b>	35
MacKay River	24	<b>20</b>	25
<b>Internationale et extracôtier</b>			
<b>Côte Est du Canada</b>	95	<b>99</b>	85
<b>International</b>			
Mer du Nord	90	<b>91</b>	93
Autres – International	57	<b>59</b>	57
<b>Total – activités poursuivies</b>	<b>400 – 420</b>	<b>418</b>	<b>390 – 420</b>

### Gaz naturel nord-américain

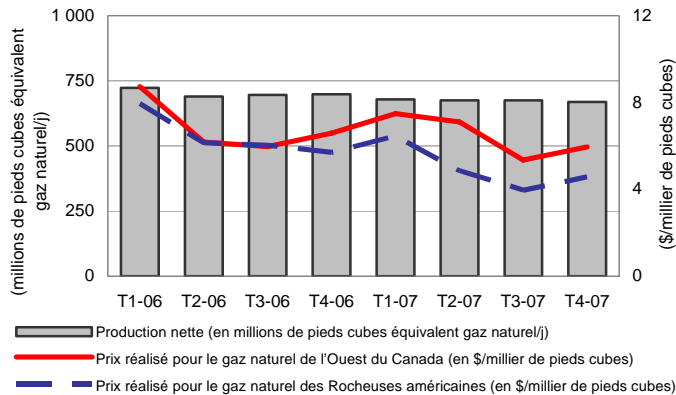
Le secteur Gaz naturel nord-américain a terminé l'exercice 2007 avec une capacité de production de 100 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j dans les Rocheuses américaines et atteint ainsi son objectif de doubler la production par rapport au niveau qu'elle atteignait au moment de l'acquisition en 2004.

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(57)</b>	\$ 91	<b>191</b>	\$ 405
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	<b>164</b>	\$ 108	<b>725</b>	\$ 651

Le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une perte nette de 57 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, comparativement à un bénéfice net de 91 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Les volumes et les prix réalisés plus faibles, combinés à la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et aux frais d'exploration accrus, se sont traduits par un résultat net plus faible. La charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement au quatrième trimestre de 2007 comprend une charge de 150 millions \$ avant impôts (97 millions \$ après impôts) liée à la dépréciation d'actifs reliés au méthane de houille dans les Rocheuses américaines imputable à des réductions des réserves probables combinées à des prix plus bas.

Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2007 comprend un ajustement positif de 7 millions \$ lié à des ajustements de taux d'imposition.

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



La production du secteur Gaz naturel nord-américain au quatrième trimestre de 2007 a affiché une diminution de 4 % par rapport à la même période de 2006. La production plus faible a reflété la vente des actifs Brazeau et West Pembina, les baisses prévues liées à l'épuisement des gisements dans l'Ouest du Canada et les retards dans le raccordement de puits. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production accrue de gaz naturel dans les Rocheuses américaines.

Les prix réalisés pour le gaz naturel dans l'Ouest du Canada au quatrième trimestre de 2007 ont affiché une diminution de 10 %, par rapport au même trimestre de 2006, suivant les tendances des prix du marché. Les prix réalisés pour le gaz naturel dans les Rocheuses américaines ont quant à eux affiché une baisse de 20 % au quatrième trimestre de 2007, comparativement au quatrième trimestre de 2006, ce qui a reflété les contraintes continues en ce qui a trait aux gazoducs.

	Quatrième trimestre 2007		Quatrième trimestre 2006	
Production nette (en millions de pi <sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j) <sup>(1)</sup>				
Ouest du Canada	574		634	
Rocheuses américaines	95		64	
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	669		698	
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	5,96	\$	6,59	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	4,58	\$	5,70	\$

(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 26 et 27 respectivement.

Les usines à gaz et installations exploitées par Petro-Canada dans l'Ouest du Canada ont enregistré un taux de fiabilité de 99 % au quatrième trimestre de 2007. La Société a achevé son programme de forage 2007, dans le cadre duquel 190 puits ont été forés dans l'Ouest du Canada et dans les Rocheuses américaines au quatrième trimestre de 2007.

La production dans les Rocheuses américaines s'est chiffrée à 95 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j au quatrième trimestre de 2007, en hausse de 48 % par rapport au même trimestre de 2006. Cette augmentation est attribuable à l'accélération de la production provenant du champ Wild Turkey et d'autres champs de méthane de houille dans le bassin Powder River et à l'activité de forage accrue dans le bassin Denver-Julesburg. La production dans les Rocheuses américaines atteignait 100 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j à la fin de décembre, le double du niveau qu'elle atteignait au moment de l'acquisition en 2004. La production réelle dans les Rocheuses américaines durant le trimestre a été réduite en raison des contraintes liées aux gazoducs; cependant, au quatrième trimestre de 2007, l'agrandissement initial du réseau de collecte de gaz Fort Union a été réalisé, ce qui a aidé à atténuer les contraintes.

**Révisions planifiées**

Aucune révision majeure n'est planifiée aux installations de traitement de gaz de la Société au premier trimestre de 2008.

**Sables pétroliers**

Le secteur Sables pétroliers a ajouté des réserves prouvées de 127 millions de barils en 2007.

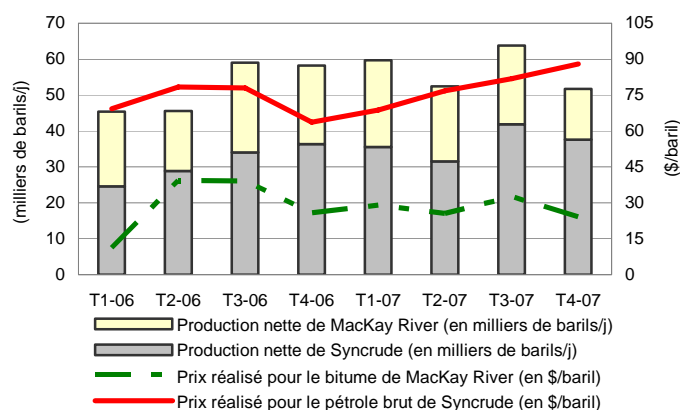
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b> <sup>(1)</sup>	129	\$ 55	316	\$ 245
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	107	\$ 199	512	\$ 499

(1) Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétroliers ont augmenté le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) et de 9 millions \$ avant impôts (6 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement. Le même facteur n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 décembre 2006 et avait réduit le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006.

Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères a été de 129 millions \$, en hausse par rapport à 55 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Les prix réalisés et les volumes accrus à Syncrude ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés et les volumes de bitume plus bas à MacKay River, les coûts d'exploitation accrus et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2007 comprend un ajustement positif de 55 millions \$ lié à des ajustements de taux d'imposition.

**Production et prix – Sables pétrolifères**



Syncrude a enregistré une production solide, en hausse de 4 % au quatrième trimestre de 2007, par rapport au quatrième trimestre de 2006, ce qui a reflété l'ajout de la troisième phase d'agrandissement. Les prix réalisés à Syncrude ont affiché une augmentation de 38 % au quatrième trimestre de 2007, par rapport au quatrième trimestre de 2006.

La production à MacKay River a affiché une diminution de 36 % au quatrième trimestre de 2007, par rapport à la même période de 2006, en raison de perturbations opérationnelles. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River au quatrième trimestre de 2007 ont affiché une légère diminution par rapport au quatrième trimestre de 2006.

	Quatrième trimestre 2007		Quatrième trimestre 2006	
Production nette (en barils/j)				
Syncrude	37 600		36 300	
MacKay River	14 100		21 900	
Production totale nette – Sables pétrolifères	51 700		58 200	
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/baril)	88,01	\$	63,68	\$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/baril)	24,13	\$	25,84	\$

En octobre 2007, la conduite du collecteur de vapeur principal acheminant de la vapeur sous haute pression aux emplacements de puits 22 et 23 à l'installation *in situ* MacKay River a été endommagée, ce qui a entraîné l'arrêt de l'injection de vapeur vers ces emplacements de puits. La Société a achevé les réparations en novembre et a commencé à injecter de la vapeur dans le gisement. Également en novembre 2007, l'usine de traitement d'eau a été mise hors circuit pour le nettoyage de l'adoucisseur à la chaux et de l'un des séparateurs haute température. La production a repris graduellement et atteignait 25 000 barils/j à la mi-janvier 2008.

Le 1<sup>er</sup> octobre 2007, le cokeur 8-3 de Syncrude a été mis hors circuit. L'unité est maintenant de retour en circuit et continue d'être soumise à des contraintes d'exploitation, qui sont largement contrebalancées par les volumes additionnels provenant des cokeurs 8-1 et 8-2.

**Projet Fort Hills**

La première phase planifiée du projet Fort Hills devrait produire 140 000 barils/j bruts de pétrole brut synthétique (84 000 barils/j nets). La production de bitume associée devrait atteindre environ 160 000 barils/j bruts (96 000 barils/j nets). La production de bitume devrait débuter au quatrième trimestre de 2011 et la production de pétrole brut synthétique initiale à l'usine de valorisation Sturgeon, au deuxième trimestre de 2012. L'estimation préliminaire des coûts d'investissement pour les éléments mine et usine de valorisation de la première phase du projet Fort Hills est de 14,1 milliards \$ bruts (8,5 milliards \$ nets). Le projet est actuellement à l'étape des études d'ingénierie et de conception préliminaires. Ces études devraient être achevées au troisième trimestre de 2008, de façon à fournir une estimation de coût définitive sur laquelle s'appuiera la décision d'investissement définitive au sujet du projet.

Au quatrième trimestre de 2007, Petro-Canada et ses partenaires dans le projet Fort Hills ont conclu un accord, sous réserve de la décision finale relative à l'investissement dans le projet, avec Enbridge Inc. pour développer des pipelines et des installations de terminal répondant aux exigences de la première phase et des phases subséquentes du projet. De plus, le partenariat a fait une demande d'opinion sur le marché de la main-d'œuvre au gouvernement du Canada pour permettre l'importation de main-d'œuvre étrangère temporaire durant les projets de construction.

### Projet d'agrandissement de MacKay River

En décembre 2007, la Société a annoncé une prolongation d'un an pour l'achèvement des études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet proposé d'agrandissement de l'installation *in situ* MacKay River de 40 000 barils/j, en raison des tensions sur les coûts, y compris les redevances accrues. La justification économique des projets d'exploitation de sables pétrolifères est un exercice difficile, la Société avance donc à pas mesurés. À l'heure actuelle, Petro-Canada évalue les occasions d'intégration avec le projet Fort Hills et recherche des économies potentielles associées à l'utilisation d'entrepreneurs en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) étrangers. Une décision d'investissement définitive devrait être prise au premier trimestre de 2009.

### Révisions planifiées

Syncrude devrait entreprendre son arrêt planifié de 45 jours du cokeur 8-1 en mars 2008. Une importante révision de deux semaines est planifiée à MacKay River en mai 2008.

### Autres développements

Petro-Canada et ses partenaires dans Syncrude sont toujours en négociations avec le gouvernement de l'Alberta au sujet de l'intention de celui-ci de faire passer Syncrude à la nouvelle structure de redevances de l'Alberta avant l'expiration de son accord de redevances existant en 2016.

### 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

Le projet de mise en valeur des extensions de White Rose a progressé avec la signature d'accords ayant force définitive avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador au quatrième trimestre de 2007.

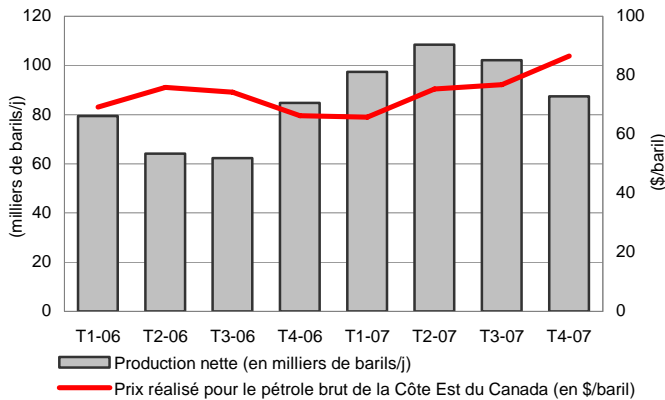
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b> <sup>(1)</sup>	<b>346</b>	<b>261</b>	<b>1 229</b>	<b>934</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	<b>261</b>	<b>292</b>	<b>1 491</b>	<b>1 129</b>

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont réduit le bénéfice net de 30 millions \$ avant impôts (20 millions \$ après impôts) et de 18 millions \$ avant impôts (12 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) et augmenté le bénéfice net de 8 millions \$ avant impôts (5 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, respectivement.

Le bénéfice net du secteur Côte Est du Canada a été de 346 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 261 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Les prix réalisés plus élevés, les volumes accrues à Terra Nova et à White Rose, de même que les coûts d'exploitation et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés en partie par la production plus faible à Hibernia, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement accrue et les paiements de redevance plus élevés.

Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2007 comprend un ajustement positif de 47 millions \$ lié à des ajustements des taux d'imposition et des indemnités d'assurance de 20 millions \$ lié à des défaillances mécaniques à Terra Nova, comparativement aux indemnités d'assurance de 9 millions \$ pour Terra Nova touchées au quatrième trimestre de 2006.

**Production et prix – Côte Est du Canada**



Au quatrième trimestre de 2007, la production du secteur Côte Est du Canada a affiché une augmentation de 3 % par rapport à la même période de 2006. Les volumes accrus à Terra Nova et à White Rose ont contribué à l'augmentation. Celle-ci a été contrebalancée en partie par la production plus faible à Hibernia en raison de l'épuisement naturel prévu des champs et de l'accroissement de la production d'eau. La production à Terra Nova au quatrième trimestre de 2007 a été légèrement touchée par des contraintes de production pendant la réparation du groupe électrogène principal (GEP).

Durant le quatrième trimestre de 2007, les prix réalisés pour le pétrole brut sur la côte Est du Canada ont augmenté de façon marquée par rapport au quatrième trimestre de 2006.

	Quatrième trimestre 2007		Quatrième trimestre 2006	
Production nette (en barils/j)				
Terra Nova	31 600		18 000	
Hibernia	24 800		36 500	
White Rose	31 000		30 200	
Production totale nette – Côte Est du Canada	87 400		84 700	
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (en \$/baril)	86,45	\$	66,32	\$

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité de 70 % au quatrième trimestre de 2007. La fiabilité de l'installation Terra Nova a été moins élevée, comparativement aux trois trimestres précédents en 2007, en raison de la capacité d'injection d'eau réduite pendant que le GEP de tribord était en réparation, ainsi que de deux arrêts de cinq jours pour réparer des fuites au niveau de joints d'étanchéité du système d'injection de gaz et des systèmes de tubes ascenseurs de gaz. La fiabilité moins élevée a été contrebalancée en partie par la capacité accrue du gisement à partir des puits qui ont été mis en service à la fin de 2006. En décembre 2007, la Société a achevé la réparation de la turbine à gaz qui entraîne le GEP de tribord, permettant le rétablissement d'une pleine capacité d'injection d'eau et, par conséquent, une production accrue. La fiabilité de l'installation pour l'exercice complet a été de 86 %, ce qui a reflété la solide performance au cours des trois premiers trimestres de 2007. La production moyenne à la mi-janvier était supérieure à 100 000 barils/j bruts (34 000 barils/j nets). La performance de la tourelle du NPSD Terra Nova est demeurée stable au quatrième 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.

Durant le quatrième trimestre de 2007, le NPSD SeaRose du champ White Rose a continué de fonctionner de façon fiable, bien que la production ait été réduite en décembre en raison de problèmes avec le séparateur basse pression, un élément du système qui sépare le gaz, le pétrole et l'eau à bord du navire. La production a été de 112 700 barils/j bruts (31 000 barils/j nets) au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 109 800 barils/j bruts (30 200 barils/j nets) au quatrième trimestre de 2006.

*Révisions planifiées*

White Rose a devancé la plus grande partie de sa révision de maintenance planifiée pour l'été 2008 à janvier 2008 afin de faciliter le nettoyage et l'inspection du séparateur basse pression. L'arrêt de janvier 2008 devrait durer environ deux semaines. Aucune activité de révision majeure n'est prévue pour Terra Nova ou Hibernia au premier trimestre de 2008.

*Projet de mise en valeur des extensions de White Rose*

En décembre, Petro-Canada et ses partenaires dans les gisements North Amethyst, West White Rose et South White Rose Extension, qui constituent collectivement le projet de mise en valeur des extensions de White Rose, ont signé un accord officiel avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador pour la mise en valeur de ces champs pétrolifères.

Les partenaires ont obtenu l'approbation réglementaire pour la mise en valeur du champ South White Rose Extension et en sont à l'étape du processus d'examen réglementaire pour le projet de mise en valeur du champ North Amethyst. La Société prévoit que North Amethyst sera développé en premier et qu'il entrera en production vers la fin de 2009. Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour la portion North Amethyst du projet ont été réalisées et la conception détaillée est en cours. L'objectif est d'obtenir une décision réglementaire en temps opportun et de faciliter la prise d'une décision d'investissement définitive pour North Amethyst au premier semestre de 2008.

### Redevances du secteur Côte Est du Canada

Au quatrième trimestre de 2007, les redevances du secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 17 %. La production à Terra Nova a été assujettie à des redevances de niveau I de 30 % des produits d'exploitation nets, ce qui équivaut à environ 25 % des produits d'exploitation bruts. La production de White Rose a été assujettie à une redevance de niveau I de 20 % des produits d'exploitation nets, ce qui représente environ 15 % des produits d'exploitation bruts. Les redevances au quatrième trimestre de 2006 ont été plus faibles en raison de la révision de Terra Nova et du taux de redevance de base de 1 % des produits d'exploitation bruts exigé pour la production de White Rose. La production d'Hibernia a continué d'être assujettie à une redevance de base de 5 % des produits d'exploitation bruts.

### 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<sup>(1)</sup>) de façon à mieux refléter les participations de production et d'exploration existantes.

*Petro-Canada et la National Oil Company (NOC) de la Libye ont signé des protocoles d'accord pour une prolongation de 30 ans des concessions libyennes au quatrième trimestre de 2007.*

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Gain net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies<sup>(1)</sup></b>	<b>(30)</b>	<b>\$ (1)</b>	<b>\$ 374</b>	<b>\$ (206)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies <sup>(2)</sup>	<b>(868)</b>	<b>\$ 171</b>	<b>\$ 220</b>	<b>\$ 840</b>

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté la perte nette liée aux activités poursuivies de 58 millions \$ avant impôts (20 millions \$ après impôts) et réduit le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 30 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 32 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) et réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 67 millions \$ avant impôts (15 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, respectivement.

(2) Durant le quatrième trimestre de 2007, la Société a conclu des contrats dérivés visant à dénouer la portion couverte de sa production à Buzzard pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2010. Conformément aux conditions de ces contrats, la Société a racheté 30 688 000 barils de pétrole brut Brent daté à un prix moyen d'environ 85,79 \$ US/baril, ce qui a donné lieu à une diminution de 1 145 millions \$ des flux de trésorerie après impôts.

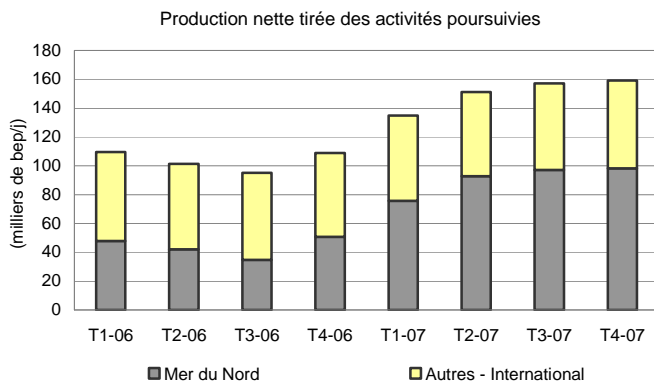
Au quatrième trimestre de 2007, le secteur International a subi une perte nette liée aux activités poursuivies de 30 millions \$, comparativement à une perte nette liée aux activités poursuivies de 1 million \$ au quatrième trimestre de 2006. Les pertes sur les contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard, ainsi que les coûts d'exploitation, les frais d'exploration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement accrus ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés et les volumes de production accrus pour le pétrole. Les frais d'exploration plus élevés sont imputables à la radiation de puits non fructueux forés dans le secteur britannique de la mer du Nord et au large de Trinité-et-Tobago. Les coûts d'exploitation accrus et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée sont principalement imputables à l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter, L5b-C et Saxon).

La perte nette liée aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2007 comprend une perte de 226 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard. La perte nette liée aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2006 incluait une perte non réalisée de 33 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

Durant le quatrième trimestre de 2007, la Société a conclu des contrats dérivés visant à dénouer la portion couverte de sa production à Buzzard pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2010. Conformément aux conditions de ces contrats, la Société a racheté 30 688 000 barils de pétrole brut Brent daté à un prix moyen d'environ 85,79 \$ US/baril, ce qui a donné lieu à une diminution de 1 145 millions \$ des flux de trésorerie après impôts.

<sup>(1)</sup> Au quatrième trimestre de 2007, la Société a conclu la vente de ses actifs vénézuéliens et fermé le bureau régional.

**Production et prix – International**



La production tirée des activités poursuivies du secteur International au quatrième trimestre de 2007 a affiché une augmentation de 46 % par rapport au quatrième trimestre de 2006.

Au quatrième trimestre de 2007, la production tirée des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord a affiché une augmentation de 94 %, ce qui a reflété l'ajout de la production des champs Buzzard, De Ruyter, Saxon et L5b-C. Ces ajouts ont été contrebalancés en partie par les baisses prévues liées à l'épuisement des champs. La production de la région Autres – International a augmenté légèrement au quatrième trimestre de 2007, comparativement au quatrième trimestre de 2006.

	Quatrième trimestre 2007	Quatrième trimestre 2006
Production nette tirée des activités poursuivies (en bep/j)		
Secteur britannique de la mer du Nord	74 800	27 500
Secteur néerlandais de la mer du Nord	<u>23 400</u>	<u>23 100</u>
Mer du Nord	98 200	50 600
Autres – International	<u>61 000</u>	<u>58 400</u>
Production totale nette – International	159 200	109 000
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies (en \$/baril)	85,40 \$	67,84 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	6,48 \$	7,24 \$

Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont affiché une augmentation de 26 % au quatrième trimestre de 2007, par rapport à la même période de 2006. Les prix réalisés pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies ont affiché une diminution de 10 % au quatrième trimestre de 2007, par rapport à la même période de l'exercice précédent.

**Mer du Nord**

Dans le secteur britannique de la mer du Nord, Petro-Canada a démarré la production de pétrole à son champ Saxon en novembre 2007. Saxon est exploité par Petro-Canada et lui appartient à 100 %. Le nouveau champ produisait à un taux de 5 000 barils/j à la mi-janvier 2008 et devrait atteindre sa production plateau à mesure que la Société optimisera la production de l'ensemble du système Triton Guillemot.

La production de Buzzard a été en moyenne d'environ 174 600 bep/j bruts (52 200 bep/j nets) à partir de 11 puits de production au quatrième trimestre de 2007, soit moins que le volume prévu, en raison de dommages causés par une importante tempête. Durant le quatrième trimestre de 2007, les partenaires ont achevé l'analyse des options pour faire face aux niveaux élevés de sulfure d'hydrogène dans certains des puits producteurs. Le plan, sous réserve de l'approbation des partenaires, est de construire une plateforme de traitement de sulfure d'hydrogène additionnelle pouvant désulfurer la production.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, la production de l'installation De Ruyter exploitée par Petro-Canada a continué de donner un bon rendement avec une production de 26 000 bep/j bruts (environ 14 000 bep/j nets) au quatrième trimestre de 2007.

**Autres – International**

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 49 000 bep/j au quatrième trimestre de 2007, légèrement en hausse par rapport à 47 600 bep/j au même trimestre de 2006 en raison de la production améliorée à En Naga. L'acquisition de données sismiques 2D et 3D dans le bloc 137 du bassin Sirte en Libye a été devancée au premier trimestre de 2008 en raison de la disponibilité du personnel, ce qui toutefois ne devrait pas avoir d'incidence sur le calendrier de projet dans son ensemble.

Dans le bloc II en Syrie, la Société a achevé l'acquisition de données sismiques 2D au quatrième trimestre de 2007.

La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 72 millions de pi<sup>3</sup>/j au quatrième trimestre



de 2007, en hausse par rapport à 65 millions de pi<sup>3</sup>/j au quatrième trimestre de 2006, ce qui a reflété la capacité accrue du terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) Atlantic. La mise en valeur du champ Poinsettia se poursuit avec le puits Poinsettia-2, dont le forage par battage a démarré en octobre 2007.

#### Projet gazier Ebla

Au quatrième trimestre de 2007, Petro-Canada a continué de faire progresser les études d'ingénierie et de conception préliminaires, la Société ayant publié les documents d'appel d'offres pour l'IAC en novembre 2007. Le projet Ebla en Syrie devrait produire 80 millions de pi<sup>3</sup>/j de gaz naturel après son entrée en production, prévue pour 2010.

#### Mise en valeur des concessions en Libye

En décembre 2007, Petro-Canada a signé des protocoles d'accord avec la NOC pour convertir ses accords de participation existants et d'anciens accords de partage de l'exploration et de la production (EPSA) en six nouveaux accords EPSA IV. En vertu des nouveaux accords de 30 ans, Petro-Canada paiera 50 % de tous les coûts en capital-développement et obtiendra le droit à une part de 12 % de la production.

En vertu de cet accord Petro-Canada pourra procéder conjointement avec la NOC à la conception et à la mise en œuvre des programmes de remise en valeur des champs importants et des programmes d'exploration dans le bassin Sirte. Les concessions de Petro-Canada en Libye produisent environ 100 000 barils/j bruts (50 000 barils/j nets) sur une base annuelle moyenne. En vertu des nouveaux accords, la production provenant du programme de remise en valeur devrait doubler au cours des cinq à sept prochaines années.

#### 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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net lié aux activités abandonnées</b>	- \$	- \$	- \$	152 \$
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	- \$	- \$	- \$	15 \$
Production nette (en bep/j)	-	-	-	5 500
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/baril)	- \$	- \$	- \$	71,84 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	- \$	- \$	- \$	7,94 \$

#### Réserves

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 le personnel et la direction de Petro-Canada responsables de l'évaluation des réserves comme indépendants de la Société. Petro-Canada a obtenu une dispense à l'égard de certaines exigences canadiennes relatives à la présentation de l'information sur les réserves, ce qui lui permet de présenter l'information dans ce rapport trimestriel 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. L'utilisation de termes comme « probables », « possibles », « ressources » et « production sur la durée de vie des champs » dans ce rapport trimestriel n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC applicables aux documents déposés auprès de la SEC. 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. Il est à noter que lorsque le terme baril équivalent pétrole (bep) est utilisé dans ce rapport trimestriel, ce terme peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes en un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits.

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada détermine les données relatives aux réserves et les volumes des réserves de la Société au moyen de principes, de méthodes et de pratiques appliqués à l'échelle de la Société. Ces principes, méthodes et pratiques relatifs aux réserves sont conformes aux exigences canadiennes et à celles de la SEC des États-Unis, ainsi qu'à la norme intitulée Standard of Practice for the Evaluation of Oil and Gas Reserves for Public Disclosure de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta. Petro-Canada fait aussi appel à des tiers indépendants pour l'évaluation, la vérification ou l'examen des processus et des estimations relatifs aux réserves. En 2007, 33 % des réserves prouvées nord-américaines et 42 % des réserves prouvées internationales ont

été évaluées par des évaluateurs de réserves indépendants. Les évaluateurs de réserves indépendants ont conclu que les estimations des réserves de la Société à la fin de l'exercice étaient raisonnables.

**Le tableau suivant n'est pas conforme aux normes de la SEC et est inclus à titre d'information générale supplémentaire. Les réserves associées à la participation directe avant redevances et les millions de barils équivalent pétrole (bep) ne sont pas conformes aux normes de la SEC.**

31 décembre 2007 Réserves consolidées – activités pétrolières et gazières (participation directe avant redevances)	Réserves prouvées de liquides (en millions de barils)	Réserves prouvées de gaz (en milliards de pi <sup>3</sup> )	Ajouts aux réserves prouvées de liquides en 2007 <sup>(1)</sup> (en millions de barils)	Ajouts aux réserves prouvées de gaz en 2007 <sup>(1)</sup> (en milliards de pi <sup>3</sup> )	Réserves prouvées <sup>(2)</sup> (en millions de bep)	Ajouts aux réserves prouvées en 2007 <sup>(1)</sup> (en millions de bep)
Gaz naturel nord-américain	45	1 479	3	53	291	11
Sables pétrolifères <sup>(3)</sup>	276	–	127	–	276	127
<i>International et extracôtier</i>						
Côte Est du Canada	100	–	13	–	100	13
International	251	280	20	27	298	25
<b>Total</b>	<b>672</b>	<b>1 759</b>	<b>163</b>	<b>80</b>	<b>965</b>	<b>176</b>
<b>Production nette</b>	<b>96</b>	<b>266</b>			<b>140</b>	

(1) Les ajouts aux réserves prouvées sont la somme des révisions d'estimations antérieures, du montant net des achats et des ventes, et des découvertes, des extensions et de l'amélioration de la récupération.

(2) À la fin de l'exercice 2007, 57 % des réserves prouvées étaient classées en tant que réserves prouvées mises en valeur. Sur les réserves prouvées non mises en valeur totales, 95 % étaient associées à de grands projets actuellement en production ou en développement actif, y compris Buzzard, Syncrude, MacKay River, Hibernia, Terra Nova, White Rose et le gaz naturel de Trinité-et-Tobago.

(3) Les réserves des Sables pétrolifères excluaient les réserves de Syncrude, dont l'exploitation est considérée comme une activité minière par la SEC.

**Le tableau suivant n'est pas conforme aux normes de la SEC et est inclus à titre d'information générale supplémentaire. Les réserves associées à la participation directe avant redevances ne sont pas conformes aux normes de la SEC.**

31 décembre 2007 Réserves – pour l'exploitation minière Syncrude (participation directe avant redevances)	Réserves prouvées de liquides (en millions de barils)	Ajouts aux réserves prouvées de liquides en 2007 <sup>(1)</sup> (en millions de barils)
Réserves de pétrole brut synthétique	350	18
Production nette	13	

(1) Les ajouts aux réserves prouvées sont la somme des révisions d'estimations antérieures, du montant net des achats et des ventes, et des découvertes, des extensions et de l'amélioration de la récupération.

**Le tableau suivant et le texte qui l'accompagne ne sont pas conformes aux normes de la SEC et sont inclus à titre d'information générale supplémentaire. Les réserves associées à la participation directe avant redevances, les millions de bep et la combinaison des activités pétrolières et gazières et des activités d'exploitation minière de sables pétrolifères ne sont pas conformes aux normes de la SEC.**

31 décembre 2007 Réserves consolidées – activités pétrolières et gazières et activités d'exploitation minière de sables pétrolifères (participation directe avant redevances)	Réserves prouvées de liquides (en millions de barils)	Réserves prouvées de gaz (en milliards de pi <sup>3</sup> )	Ajouts aux réserves prouvées de liquides en 2007 <sup>(1)</sup> (en millions de barils)	Ajouts aux réserves prouvées de gaz en 2007 <sup>(1)</sup> (en milliards de pi <sup>3</sup> )	Réserves prouvées <sup>(2)</sup> (en millions de bep)	Ajouts aux réserves prouvées en 2007 <sup>(1)</sup> (en millions de bep)
Gaz naturel nord-américain	45	1 479	3	53	291	12
Sables pétrolifères <sup>(3)</sup>	626	–	145	–	626	145
<i>International et extracôtier</i>						
Côte Est du Canada	100	–	13	–	100	13
International	251	280	20	27	298	25
<b>Total</b>	<b>1 022</b>	<b>1 759</b>	<b>181</b>	<b>80</b>	<b>1 315</b>	<b>194</b>
<b>Production nette</b>	<b>109</b>	<b>266</b>			<b>153</b>	

(1) Les ajouts aux réserves prouvées sont la somme des révisions d'estimations antérieures, du montant net des achats et des ventes, et des découvertes, des extensions et de l'amélioration de la récupération.

(2) À la fin de l'exercice 2007, 57 % des réserves prouvées étaient classées en tant que réserves prouvées mises en valeur. Sur les réserves

prouvées non mises en valeur totales, 95 % étaient associées à de grands projets actuellement en production ou en développement actif, y compris Buzzard, Syncrude, MacKay River, Hibernia, Terra Nova, White Rose et le gaz naturel de Trinité-et-Tobago.

(3) Les réserves prouvées des Sables pétrolifères incluait les réserves de Syncrude et de MacKay River.

En 2007, les ajouts aux réserves prouvées ont totalisé 194 millions de bep, en excluant la production de 153 millions de bep nets en 2007. Par conséquent, les réserves prouvées totales ont augmenté, passant de 1 274 millions de bep à la fin de l'exercice 2006 à 1 315 millions de bep à la fin de 2007.

Le secteur Gaz naturel nord-américain a fait des ajouts de 11 millions de bep aux réserves prouvées en 2007. Les ajouts de réserves sont attribuables aux activités d'exploration et de mise en valeur, contrebalancées en partie par des révisions techniques liées au rendement des gisements dans certains champs de l'Ouest du Canada.

En 2007, des réserves prouvées de 145 millions de barils ont été ajoutées dans le secteur Sables pétrolifères. À MacKay River, le rendement démontré, le forage de délimitation et les progrès relativement à l'approbation réglementaire d'une zone de développement agrandie se sont traduits par l'ajout de réserves prouvées de 127 millions de barils. À Syncrude, 18 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées, en raison de l'optimisation du plan de mine pour Aurora North.

Dans le secteur Côte Est du Canada, 13 millions de barils au total ont été ajoutés aux réserves prouvées durant 2007, en raison du forage continu de puits de développement et au rendement de la production à White Rose, à Terra Nova et à Hibernia.

Les réserves prouvées du secteur International ont augmenté de 25 millions de bep en 2007, ce qui est dû principalement au forage de développement à Buzzard et au démarrage du champ Saxon dans le secteur britannique de la mer du Nord.

## AVAL

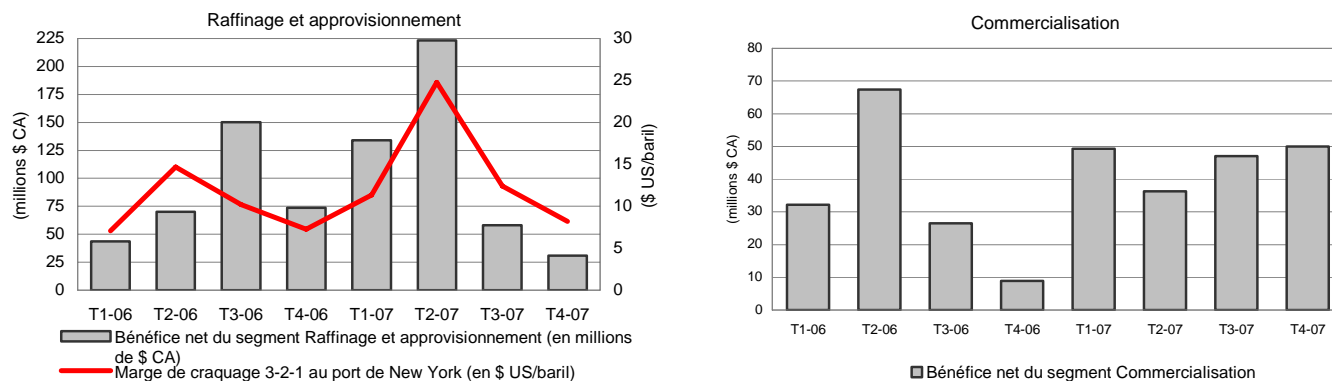
*Le secteur Aval a mené des opérations soutenues et accru les volumes de vente au détail et de vente en gros au quatrième trimestre de 2007.*

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>	<b>81</b>	<b>83</b>	<b>629</b>	<b>473</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	<b>245</b>	<b>314</b>	<b>994</b>	<b>835</b>

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 81 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, relativement inchangé par rapport à 83 millions \$ au même trimestre de 2006. Le bénéfice net a reflété divers éléments dont des marges plus faibles sur les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les bitumes, ainsi que les incidences négatives des taux de change sur les marges de craquage et les écarts de prix entre les qualités de brut ainsi que des charges d'exploitation accrues. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges accrues sur les hydrocarbures légers, les marges de vente au détail plus élevées et les rendements en produits accrus dans les raffineries. Les charges d'exploitation plus élevées au quatrième trimestre de 2007, par rapport à l'exercice précédent comprennent des éléments ponctuels de 18 millions \$ et l'ajout de coûts environnementaux, y compris la taxe sur les gaz à effet de serre de l'Alberta et la taxe verte du Québec.

Le bénéfice net du quatrième de 2007 comprend un ajustement positif de 28 millions \$ lié à des ajustements de taux d'imposition.

**Bénéfice net du secteur Aval**



	Quatrième trimestre 2007	Quatrième trimestre 2006
Bénéfice net du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	31 \$	74 \$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril) <sup>(1)</sup>	8,18 \$	7,27 \$
Bénéfice net du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	50 \$	9 \$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York <sup>(1)</sup> a été en moyenne de 8,18 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 7,27 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2006. L'écart de prix moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 13,03 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 12,77 \$ US/baril au quatrième trimestre de 2006.

Au quatrième trimestre de 2007, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont affiché une hausse de 1 % par rapport à la même période l'an dernier, passant à 5 milliards de litres. L'augmentation a reflété les volumes de vente au détail et de vente en gros plus élevés, contrebalancés en partie par les volumes réduits des ventes à faible marge du segment Raffinage et approvisionnement.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice net de 31 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, en baisse par rapport à 74 millions \$ au même trimestre de 2006. Les résultats ont reflété les marges plus faibles sur les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les bitumes, l'incidence négative des taux de change et les charges d'exploitation accrues. Les charges d'exploitation accrues au quatrième trimestre de 2007, par rapport au même trimestre de l'an dernier, sont dues à l'ajout de coûts environnementaux liés notamment à la nouvelle réglementation sur les gaz à effet de serre et aux coûts de réparation et de maintenance et de rémunération plus élevés. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges accrues sur les hydrocarbures légers et les rendements en produits accrues dans les raffineries.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice net de 50 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 9 millions \$ au même trimestre de 2006. Au quatrième trimestre de 2007, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues sur les carburants et produits non pétroliers et les volumes de ventes accrues.

**Activité de révision dans le secteur Aval**

Aucune activité de révision majeure n'est planifiée aux installations du secteur Aval de la Société au premier trimestre de 2008.

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

À la raffinerie d'Edmonton, la Société investit dans la conversion de l'installation en vue de pouvoir utiliser des charges d'alimentation à base sables pétrolifères. Le programme de conversion de la raffinerie permettra à Petro-Canada de valoriser directement jusqu'à 26 000 b/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.

(1) Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, le calcul de la marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été modifié. 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.

À la fin du quatrième trimestre de 2007, Petro-Canada avait achevé 61 % de la construction et tous les principaux réceptifs et modules avaient été installés. Le coût total estimatif du projet de conversion a été révisé à la hausse, de 2 milliards \$ à 2,2 milliards \$, ce qui a reflété les tensions sur les coûts de main-d'œuvre en Alberta. Environ 82 % des coûts estimatifs du projet avaient été engagés au 31 décembre 2007. Le projet devrait démarrer au quatrième trimestre de 2008.

#### *Modification de convention comptable pour les stocks et les achats de pétrole brut et de produits*

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, Petro-Canada adoptera la méthode premier entré, premier sorti (PEPS) pour l'évaluation de ses stocks de pétrole brut et de produits raffinés. Le changement est dû au fait que la méthode dernier entré premier sorti (DEPS) n'est plus permise en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. La Société s'attend à ce que le passage de la méthode d'évaluation des stocks DEPS actuelle à la méthode PEPS ait deux incidences. La première incidence prévue est un ajustement ponctuel pour accroître les stocks de 812 millions \$, les passifs d'impôts futurs de 256 millions \$ et les bénéfices non répartis de 556 millions \$. Cet ajustement a eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et a augmenté les montants du fonds de roulement de la Société et du capital investi du secteur Aval. La deuxième incidence prévue a trait au coût déclaré des achats de pétrole brut et de produits, qui reflèteront les prix du pétrole brut historiques au moment où le pétrole brut est acheté. Les produits d'exploitation déclarés continuent de refléter les prix du marché courants au moment où le pétrole brut est raffiné et vendu. En raison du délai entre le moment où le pétrole brut est acheté et le moment où le produit est vendu et de la fluctuation des prix du pétrole, les bénéfices déclarés par le secteur Aval pourraient être plus volatils à l'avenir.

## SOCIÉTÉ

Services partagés <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>53</b>	<b>\$ (105)</b>	<b>(6)</b>	<b>\$ (263)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	<b>(511)</b>	<b>\$ (120)</b>	<b>(603)</b>	<b>\$ (346)</b>

Les Services partagés ont enregistré un bénéfice net de 53 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, comparativement à une perte nette de 105 millions \$ à la même période de 2006. L'augmentation du bénéfice net, comparativement à la perte nette au quatrième trimestre de 2006, découlait de gains à la conversion en devises étrangères des soldes libellés en dollars américains détenus au cours du quatrième trimestre de 2007. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2007 comprend un recouvrement de 45 millions \$ lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et un gain à la conversion de la dette à long terme en devises étrangères de 10 millions \$, comparativement à une charge de 21 millions \$ et à une perte de 58 millions \$, respectivement, au quatrième trimestre de 2006.

Les intérêts débiteurs ont été de 43 millions \$ avant impôts durant le quatrième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 37 millions \$ au quatrième trimestre de l'an dernier. La Société a capitalisé 9 millions \$ d'intérêts débiteurs au cours du trimestre, comparativement à 27 millions \$ au quatrième 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 18 millions \$ durant le trimestre, comparativement à une diminution de 40 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 45 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, comparativement à une augmentation de 18 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la Société adoptera la méthode premier entré, premier sorti (PEPS) pour l'évaluation de ses stocks du secteur Aval, ce qui est conforme à la méthode prescrite aux fins de l'impôt sur le revenu, éliminant ainsi la différence en bénéfice et en flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies.

## LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

## Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	(602)	\$ 964	\$ 3 339	\$ 3 608
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées	–	–	–	15
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement	(1 197)	(1 050)	(3 647)	(2 738)
Activités de financement	940	(95)	40	(1 175)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(859)	(181)	(268)	(290)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>231</b>	<b>\$ 499</b>	<b>\$ 231</b>	<b>\$ 499</b>

La stratégie de financement de Petro-Canada est conçue pour maintenir la capacité et la flexibilité financières propres à soutenir une croissance rentable, quelle que soit la conjoncture. Deux mesures clés que Petro-Canada utilise pour mesurer la capacité financière globale de la Société sont le ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies 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 1,0 fois au 31 décembre 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 22,5 % au 31 décembre 2007, au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

<b>Ratios financiers</b>	<b>31 décembre 2007</b>	<b>31 décembre 2006</b>
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies <i>(en nombre de fois)</i>	<b>1,0</b>	0,8
Dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	<b>22,5</b>	21,7

## Activités d'exploitation

En excluant la trésorerie et les équivalents de trésorerie, la tranche à court terme de la dette à long terme et les effets à payer à court terme, le fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation était de 565 millions \$ à la fin du quatrième 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 moins important principalement en raison d'une diminution des créiteurs liés au dénouement des contrats dérivés de couverture associés à Buzzard, partiellement contrebalancée par une augmentation des débiteurs.

## Activités d'investissement

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre		Perspectives pour 2008
	2007	2006	2007	2006	
<b>Amont</b>					
Gaz naturel nord-américain	369	\$ 303	\$ 866	\$ 788	\$ 675
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	482	89	779	377	1 520
Côte Est du Canada	33	68	159	256	295
International <sup>(1)</sup>	224	293	762	760	1 635
	<b>1 108</b>	753	<b>2 566</b>	2 181	<b>4 125</b>
<b>Aval</b>					
Raffinage et approvisionnement	405	321	1 214	1 038	950
Ventes et marketing	51	68	155	142	150
Lubrifiants	12	5	27	49	25
	<b>468</b>	394	<b>1 396</b>	1 229	<b>1 125</b>
Services partagés	9	9	26	24	35
<b>Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration</b>	<b>1 585</b>	1 156	<b>3 988</b>	3 434	<b>5 285</b>
Autres actifs	16	9	121	50	–
<b>Total – activités poursuivies</b>	<b>1 601</b>	1 165	<b>4 109</b>	3 484	<b>5 285</b>
Activités abandonnées	–	–	–	1	–
<b>Total</b>	<b>1 601</b>	<b>\$ 1 165</b>	<b>\$ 4 109</b>	<b>\$ 3 485</b>	<b>\$ 5 285</b>

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

### Perspectives – dépenses d'investissement

En 2008, les investissements dans les nouveaux projets de croissance sont appelés à augmenter. Les deux tiers des dépenses d'investissement planifiées devraient appuyer la réalisation d'une nouvelle croissance rentable et le financement de l'exploration et des nouvelles entreprises. Cela représente une augmentation de plus de 1 milliard \$ dans ces catégories par rapport à 2007. Le tiers restant des dépenses d'investissement planifiées en 2008 devrait être affecté au remplacement des réserves dans les régions principales, à l'amélioration des actifs existants, à l'amélioration de la rentabilité des activités de base et au respect de la nouvelle réglementation.

Les plans de dépenses d'investissement de Petro-Canada pour 2008 incorporent l'incidence de la nouvelle structure de redevances du gouvernement de l'Alberta, tel qu'il a été annoncé le 25 octobre 2007.

Priorités en matière de dépenses d'investissement (en millions de dollars canadiens)	Perspectives pour 2008 Au 13 décembre 2007	Points saillants en 2008
Respect de la nouvelle réglementation	105 \$	Dépenses pour des projets réglementaires aux installations du secteur Aval et investissement à Syncrude pour réduire les émissions de soufre
Amélioration des actifs existants	290	Amélioration de la fiabilité des installations des secteurs Aval, Sables pétrolifères et Gaz naturel nord-américain
Accroissement de la rentabilité des activités de base	140	Développement des réseaux de vente au détail et de vente en gros et amélioration des rendements en produits dans les raffineries
Remplacement des réserves dans les régions principales	1 195	Investissement en vue d'un impact immédiat dans les quatre secteurs d'activité en amont
Progrès des nouveaux projets de croissance	3 205	Investissement dans des projets de croissance à moyen terme, notamment pour les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour Fort Hills, la mise en valeur des concessions en Libye, la conversion de la raffinerie d'Edmonton afin qu'elle utilise des charges d'alimentation provenant de sables pétrolifères, la préparation de la construction éventuelle d'un nouveau cokéur à la raffinerie de Montréal, le développement du projet Ebla en Syrie et les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet d'agrandissement de MacKay River
Financement de l'exploration et des nouvelles entreprises pour la croissance à long terme	350	Investissement dans les activités d'exploration dans le secteur International, en Alaska et dans les Territoires-du-Nord-Ouest
<b>Total – activités poursuivies</b>	<b>5 285 \$</b>	

### Activités de financement

À la fin du quatrième trimestre de 2007, les facilités de crédit consortiales consenties à la Société totalisaient 2 200 millions \$ et les facilités de crédit à vue bilatérales de la Société totalisaient 1 500 millions \$. Un montant total de 1 372 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des acceptations bancaires, des lettres de crédit et la couverture de découvert. Au 31 décembre 2007, il y avait 1 104 millions \$ d'acceptations bancaires en cours. Les facilités consortiales peuvent aussi servir à fournir les liquidités nécessaires au soutien d'un programme de papier commercial. Aucun papier commercial n'était en cours 31 décembre 2007.

Au 31 décembre 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.

Alors que la Société amorce l'année 2008 et son avenir, il est probable que les dépenses liées aux grands projets futurs entraîneront un dépassement des dépenses en immobilisations annuelles par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. La Société prévoit que le financement additionnel sera couvert par un financement externe. Le levier financier devant augmenter au fil du temps, il sera géré à l'intérieur des fourchettes cibles de Petro-Canada.

### 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 quatrième trimestre de 2007, la Société a racheté 2,0 millions d'actions, comparativement à 1,0 million à la même période l'an dernier. 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
Quatrième trimestre	2 000 000	1 000 000	51,70 \$	50,26 \$	104 \$	50 \$
Exercice complet	15 998 000	19 778 400	52,42 \$	51,10 \$	839 \$	1 011 \$

### 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 31 décembre 2007 étaient de 30,6 milliards \$. Au cours du quatrième trimestre de 2007, les obligations contractuelles totales ont augmenté d'environ 4,4 milliards \$ en raison des obligations d'achat de produits accrues dans le secteur Aval.

### Activités hors bilan

La Société est partie à certains contrats de concessionnaires des ventes au détail qui se qualifient en tant qu'entités à détenteurs de droits variables, tel qu'il en est question à la note 26 des états financiers consolidés annuels 2006. Ces entités n'ont pas été 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 daté. Par suite de l'augmentation des prix du pétrole brut Brent daté compensée en partie par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au quatrième trimestre de 2007, comparativement au troisième trimestre de 2007, les pertes associées à ces contrats dérivés ont été de 226 millions \$ après impôts au quatrième trimestre de 2007. Cela se compare à une perte de 33 millions \$ après impôts au quatrième trimestre de 2006.

Durant le quatrième trimestre de 2007, la Société a conclu des contrats visant à dénouer la portion couverte de sa production à Buzzard au cours de la période du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2010. Conformément aux conditions de ces contrats, la Société a racheté 30 688 000 barils de pétrole brut Brent daté à un prix moyen d'environ 85,79 \$ US/baril, ce qui a entraîné une diminution de 1 145 millions \$ des flux de trésorerie après impôts.

Au 31 décembre 2007, il n'y avait pas eu d'autres changements importants 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 31 décembre 2007, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 483,5 millions et il était de 484,6 millions en moyenne au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 497,5 millions d'actions ordinaires en circulation au 31 décembre 2006 et à un nombre moyen de 497,9 millions d'actions ordinaires en circulation durant le trimestre terminé le 31 décembre 2006.



Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 31 janvier 2008 à 9 h 00, heure normale de l'Est (HNE). 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 8h 55 HNE. 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. 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 31 janvier 2008 à 9 h 00 HNE. 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 3246676#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après sa conclusion.

**PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AMONT**  
**31 décembre 2007**

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Avant redevances</b>				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	12,5	13,8	12,5	14,2
Sables pétrolières International et extracôtier Côte Est du Canada	51,7	58,2	56,9	52,2
International	87,4	84,7	98,7	72,7
Mer du Nord	88,4	40,7	81,3	33,2
Autres – International <sup>(2)</sup>	49,0	47,6	47,7	49,4
	<b>289,0</b>	<b>245,0</b>	<b>297,1</b>	<b>221,7</b>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi <sup>3</sup> /j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	594	615	599	616
International	59	59	58	63
Mer du Nord	72	65	71	63
Autres – International <sup>(2)</sup>	725	739	728	742
	<b>410</b>	<b>368</b>	<b>418</b>	<b>345</b>
Production totale liée aux activités poursuivies, nette avant redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)	–	–	–	5,2
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi <sup>3</sup> /j)	–	–	–	2
Production totale tirée des activités abandonnées, nette avant redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)	–	–	–	6
Production totale, nette avant redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)	<b>410</b>	<b>368</b>	<b>418</b>	<b>351</b>
<b>Après redevances</b>				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	9,5	10,3	9,5	10,8
Sables pétrolières International et extracôtier Côte Est du Canada	45,3	56,2	51,2	48,8
International	72,8	82,2	84,4	68,5
Mer du Nord	88,4	40,7	81,3	33,2
Autres – International <sup>(2)</sup>	45,2	43,0	43,4	44,7
	<b>261,2</b>	<b>232,4</b>	<b>269,8</b>	<b>206,0</b>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi <sup>3</sup> /j)				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	462	481	471	489
International	59	59	58	63
Mer du Nord	45	32	41	32
Autres – International <sup>(2)</sup>	566	572	570	584
	<b>356</b>	<b>328</b>	<b>365</b>	<b>303</b>
Production totale liée aux activités poursuivies, nette après redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)				
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)	–	–	–	1,4
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi <sup>3</sup> /j)	–	–	–	–
Production totale tirée des activités abandonnées, nette après redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)	–	–	–	1
Production totale, nette après redevances <sup>(3)</sup> (en milliers de bep/j)	<b>356</b>	<b>328</b>	<b>365</b>	<b>304</b>

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

(2) La région Autres – International exclut la production des actifs producteurs syriens parvenus à maturité qui ont été vendus en janvier 2006 et qui sont présentés en tant qu'activités abandonnées.

(3) Les volumes de gaz naturel sont convertis selon un taux de 6 000 pi<sup>3</sup> de gaz naturel pour un baril de pétrole.

## PRIX MOYENS RÉALISÉS - AMONT

### 31 décembre 2007

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Pétrole brut et LGN ( <i>en \$/barils</i> )				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	<b>77,54</b>	58,02	<b>67,37</b>	64,87
Sables pétrolifères	<b>70,48</b>	49,46	<b>61,02</b>	54,60
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	<b>86,45</b>	66,32	<b>75,87</b>	71,12
International				
Mer du Nord <sup>(2)</sup>	<b>83,71</b>	68,63	<b>75,12</b>	72,67
Autres – International	<b>88,53</b>	67,15	<b>77,26</b>	72,70
Total – pétrole brut et LGN tirés des activités poursuivies	<b>82,71</b>	62,37	<b>72,66</b>	67,38
Activités abandonnées	–	–	–	71,84
Total – pétrole brut et LGN	<b>82,71</b>	62,37	<b>72,66</b>	67,48
Gaz naturel ( <i>en \$/millier de pi<sup>3</sup></i> )				
Gaz naturel nord-américain <sup>(1)</sup>	<b>5,78</b>	6,52	<b>6,30</b>	6,85
International				
Mer du Nord	<b>8,63</b>	8,61	<b>7,94</b>	8,91
Autres – International	<b>3,65</b>	4,70	<b>4,34</b>	5,13
Total – gaz naturel tiré des activités poursuivies	<b>5,88</b>	6,61	<b>6,32</b>	6,96
Activités abandonnées	–	–	–	7,94
Total – gaz naturel	<b>5,88</b>	6,61	<b>6,32</b>	6,96

(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 64,02 \$/baril et de 65,32 \$/baril pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement.

## TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS

### 30 décembre 2007

<i>(en pourcentage des produits des ventes)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Gaz naturel nord-américain	<b>22 %</b>	22 %	<b>22 %</b>	21 %
Sables pétrolifères	<b>12 %</b>	3 %	<b>10 %</b>	6 %
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	<b>17 %</b>	3 %	<b>15 %</b>	6 %
International				
Mer du Nord	–	–	–	–
Autres – International	<b>14 %</b>	17 %	<b>16 %</b>	17 %
Total – activités poursuivies	<b>13 %</b>	11 %	<b>13 %</b>	12 %
Activités abandonnées	–	–	–	74 %
Total	<b>13 %</b>	11 %	<b>13 %</b>	13 %

**PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION - AVAL**  
**31 décembre 2007**

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Ventes de produits pétroliers ( <i>en milliers de m<sup>3</sup>/j</i> )				
Essence				
Est du Canada	13,7	13,4	13,8	13,5
Ouest du Canada	9,9	10,2	10,3	10,7
	23,6	23,6	24,1	24,2
Distillats				
Est du Canada	9,4	8,6	8,8	8,7
Ouest du Canada	11,4	12,0	11,1	10,9
	20,8	20,6	19,9	19,6
Divers, dont les produits pétrochimiques	10,1	9,7	9,3	8,7
Total – ventes de produits pétroliers	54,5	53,9	53,3	52,5
Pétrole brut traité par Petro-Canada ( <i>en milliers de m<sup>3</sup>/j</i> )				
Est du Canada	19,4	18,7	19,7	18,9
Ouest du Canada	20,7	19,5	20,4	18,9
Total – pétrole brut traité par Petro-Canada	40,1	38,2	40,1	37,8
Utilisation moyenne des raffineries ( <i>en pourcentage</i> )	99	94	99	93
Bénéfice d'exploitation après impôts du secteur Aval ( <i>en cents/litre</i> )	1,6	1,7	3,2	2,5

**PRIX MOYENS RÉALISÉS – AVAL**  
**31 décembre 2007**

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Prix à la rampe ( <i>en cents canadiens par litre</i> )				
Essence				
Est du Canada	65,43	52,33	63,68	59,49
Ouest du Canada	63,50	54,41	65,10	61,72
Distillats				
Est du Canada	58,95	58,19	64,84	64,21
Ouest du Canada	75,05	72,15	68,76	67,01
Prix à la pompe ( <i>en cents canadiens par litre, à l'exclusion des taxes</i> )				
Essence				
Est du Canada	70,82	54,19	68,62	62,07
Ouest du Canada	72,93	64,47	75,25	70,75

**DONNÉES SUR LES ACTIONS**  
**31 décembre 2007**

	Trois mois terminés les		Exercices terminés les	
	31 décembre		31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	<b>484,6</b>	497,9	<b>489,0</b>	503,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	<b>489,2</b>	503,4	<b>494,0</b>	509,9
Bénéfice net – de base (en \$/action)	<b>1,08</b>	0,77	<b>5,59</b>	3,45
– dilué (en \$/action)	<b>1,07</b>	0,76	<b>5,53</b>	3,41
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies (en \$/action)	<b>(1,24)</b>	1,94	<b>6,83</b>	7,16
Dividendes (en \$/action)	<b>0,13</b>	0,10	<b>0,52</b>	0,40
Bourse de Toronto :				
Cours des actions <sup>(1)</sup> – haut	<b>56,60</b>	51,70	<b>61,25</b>	58,59
– bas	<b>48,30</b>	41,91	<b>41,02</b>	41,91
– clôture au 31 décembre	<b>53,25</b>	47,75	<b>53,25</b>	47,75
Actions négociées (en millions)	<b>133,0</b>	108,7	<b>532,3</b>	484,3
Bourse de New York :				
Cours des actions <sup>(2)</sup> – haut	<b>59,87</b>	45,48	<b>59,87</b>	51,11
– bas	<b>48,03</b>	37,37	<b>34,91</b>	37,37
– clôture au 31 décembre	<b>53,62</b>	41,04	<b>53,62</b>	41,04
Actions négociées (en millions)	<b>64,4</b>	34,2	<b>194,0</b>	138,5

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

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

**PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES****31 décembre 2007***(non vérifié, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
(Perte nette) bénéfice net				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	<b>(57) \$</b>	91 \$	<b>191 \$</b>	405 \$
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	<b>129</b>	55	<b>316</b>	245
Côte Est du Canada	<b>346</b>	261	<b>1 229</b>	934
International	<b>(30)</b>	(1)	<b>374</b>	(206)
Aval	<b>81</b>	83	<b>629</b>	473
Services partagés	<b>53</b>	(105)	<b>(6)</b>	(263)
Activités abandonnées	–	–	–	152
Bénéfice net	<b>522 \$</b>	384 \$	<b>2 733 \$</b>	1 740 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	<b>(602) \$</b>	964 \$	<b>3 339 \$</b>	3 608 \$
Capital investi moyen <sup>(1)</sup>				
Amont			<b>8 943 \$</b>	8 346 \$
Aval			<b>5 136</b>	4 170
Services partagés			<b>249</b>	352
Total – Société			<b>14 328 \$</b>	12 868 \$
Rendement du capital investi <sup>(1)</sup> <i>(en pourcentage)</i>				
Amont			<b>23,6</b>	18,3
Aval			<b>12,2</b>	11,3
Total – Société			<b>19,8</b>	14,3
Rendement des capitaux propres <sup>(1)</sup> <i>(en pourcentage)</i>			<b>24,5</b>	17,5
Dette			<b>3 450 \$</b>	2 894 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie <sup>(1)</sup>			<b>231 \$</b>	499 \$
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies <i>(en nombre de fois)</i>			<b>1,0</b>	0,8
Ratio dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>			<b>22,5</b>	21,7

(1) Comprend les activités abandonnées.

**ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS** *(non vérifié)*  
**Pour les périodes terminées les 31 décembre**  
*(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Produits</b>				
Exploitation	5 765 \$	4 595 \$	21 710 \$	18 911 \$
Revenus (charges) de placement et autres <i>(note 5)</i>	(331)	(45)	(460)	(242)
	5 434	4 550	21 250	18 669
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	2 899	2 226	10 291	9 649
Exploitation, commercialisation et frais généraux	820	835	3 552	3 180
Exploration	183	107	490	339
Amortissement pour dépréciation et épuisement <i>(note 6)</i>	636	407	2 091	1 365
(Gain non réalisé) perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(12)	69	(246)	(1)
Intérêts	43	37	165	165
	4 569	3 681	16 343	14 697
<b>Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts</b>	865	869	4 907	3 972
<b>Impôt sur les bénéfices</b> <i>(note 7)</i>				
Exigibles	93	455	1 797	2 073
Futurs	250	30	377	311
	343	485	2 174	2 384
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	522	384	2 733	1 588
<b>Bénéfice net lié aux activités abandonnées</b> <i>(note 4)</i>	-	-	-	152
<b>Bénéfice net</b>	522 \$	384 \$	2 733 \$	1 740 \$
<b>Bénéfice par action lié aux activités poursuivies</b> <i>(note 8)</i>				
De base	1,08 \$	0,77 \$	5,59 \$	3,15 \$
Dilué	1,07 \$	0,76 \$	5,53 \$	3,11 \$
<b>Bénéfice par action</b> <i>(note 8)</i>				
De base	1,08 \$	0,77 \$	5,59 \$	3,45 \$
Dilué	1,07 \$	0,76 \$	5,53 \$	3,41 \$

**ÉTAT DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ** *(non vérifié)* *(note 3)*  
**Pour les périodes terminées les 31 décembre**  
*(en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>	522 \$	384 \$	2 733 \$	1 740 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôt</b>				
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(4)	240	(260)	363
<b>Résultat étendu</b>	518 \$	624 \$	2 473 \$	2 103 \$

Voir les notes complémentaires

**ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS** *(non vérifié)*  
**Pour les périodes terminées les 31 décembre**  
*(en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net	522 \$	384 \$	2 733 \$	1 740 \$
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	-	-	-	152
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	522	384	2 733	1 588
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement <i>(note 6)</i>	636	407	2 091	1 365
Impôts futurs	250	30	377	311
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	20	13	70	54
(Gain non réalisé) perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(12)	69	(246)	(1)
Gain à la cession d'actifs <i>(note 5)</i>	(3)	(6)	(81)	(30)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard <i>(note 14)</i>	-	49	-	259
Dénouement des contrats dérivés associés à Buzzard <i>(note 14)</i>	(1 502)	-	(1 481)	-
Autres	(1)	(5)	9	18
Frais d'exploration	107	50	290	123
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation poursuivies	(619)	(27)	(423)	(79)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	(602)	964	3 339	3 608
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées <i>(note 4)</i>	-	-	-	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(602)	964	3 339	3 623
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration <i>(note 9)</i>	(1 585)	(1 156)	(3 988)	(3 435)
Produit de la vente d'actifs <i>(note 4)</i>	6	13	183	688
Augmentation des autres actifs	(16)	(9)	(121)	(50)
Diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	398	102	279	59
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(1 197)	(1 050)	(3 647)	(2 738)
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation des effets à court terme à payer <i>(note 10)</i>	109	-	109	-
Produit de l'émission de la dette à long terme <i>(note 10)</i>	995	-	995	-
Remboursement de la dette à long terme <i>(note 10)</i>	(1)	(2)	(7)	(7)
Produit de l'émission d'actions ordinaires <i>(note 11)</i>	4	7	37	44
Achat d'actions ordinaires <i>(note 11)</i>	(104)	(50)	(839)	(1 011)
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)	(50)	(255)	(201)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	940	(95)	40	(1 175)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(859)	(181)	(268)	(290)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	1 090	680	499	789
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	231 \$	499 \$	231 \$	499 \$

Voir les notes complémentaires



**BILAN CONSOLIDÉ** (non vérifié)**Au 31 décembre 2007**

(en millions de dollars canadiens)

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	231 \$	499 \$
Débiteurs	1 973	1 600
Impôts à recouvrer	280	-
Stocks	668	632
Impôts futurs	26	95
	3 178	2 826
Immobilisations corporelles, montant net (notes 6 et 9)	19 497	18 577
Écart d'acquisition	731	801
Autres actifs (note 3)	446	442
	23 852 \$	22 646 \$
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (note 14)	3 512 \$	3 319 \$
Impôts sur les bénéfices à payer	-	22
Effets à court terme à payer (note 10)	109	-
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 10)	2	7
	3 623	3 348
Dette à long terme (notes 3 et 10)	3 339	2 887
Autres passifs (notes 9 et 14)	717	1 826
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 234	1 170
Impôts futurs	3 069	2 974
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	1 365	1 366
Surplus d'apport (note 11)	24	469
Bénéfices non répartis	10 692	8 557
Autres éléments du résultat étendu cumulés (note 3)		
Écart de conversion de devises étrangères	(211)	49
	11 870	10 441
	23 852 \$	22 646 \$

**ÉTAT DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS** (non vérifié)**Pour les périodes terminées les 31 décembre**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	10 330 \$	8 223 \$	8 557 \$	7 018 \$
Effet cumulatif de l'adoption de nouvelles conventions comptables (note 3)	-	-	8	-
Bénéfice net	522	384	2 733	1 740
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)	(50)	(255)	(201)
Charges excédentaires liées à l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (note 11)	(97)	-	(351)	-
Bénéfices non répartis à la fin de la période	10 692 \$	8 557 \$	10 692 \$	8 557 \$

Voir les notes complémentaires

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

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES  
Trois mois terminés les 31 décembre

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétroliers		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Données consolidées	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>Produits</b>														
Ventes aux clients	331	\$ 352	\$ 153	\$ 143	\$ 656	\$ 534	\$ 1 043	\$ 644	\$ 3 582	\$ 2 922	\$ -	\$ -	\$ 5 765	\$ 4 595
Revenus (charges) de placement et autres <sup>(1)</sup>	-	1	1	-	(7)	1	(386)	(63)	(5)	6	66	10	(331)	(45)
Ventes intersectorielles	86	72	306	213	125	97	-	-	6	6	-	-	-	-
<b>Produits sectoriels</b>	<b>417</b>	<b>425</b>	<b>460</b>	<b>356</b>	<b>774</b>	<b>632</b>	<b>657</b>	<b>581</b>	<b>3 583</b>	<b>2 934</b>	<b>66</b>	<b>10</b>	<b>5 434</b>	<b>4 550</b>
<b>Charges</b>														
Achats de pétrole brut et de produits	75	53	158	102	191	114	-	-	2 479	1 959	(4)	(2)	2 899	2 226
Opérations intersectorielles	4	2	2	(5)	2	3	-	-	515	388	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et frais généraux	123	122	159	142	42	43	105	108	425	380	(34)	40	820	835
Exploration	70	38	3	4	(1)	11	111	54	-	-	-	-	183	107
Amortissement pour dépréciation et épuisement (note 6)	259	104	37	30	91	72	162	116	86	81	1	4	636	407
(Gain non réalisé) perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	69	(12)	69
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43	37	43	37
	531	319	359	273	325	243	378	278	3 505	2 808	(6)	148	4 569	3 681
<b>Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts</b>	<b>(114)</b>	<b>106</b>	<b>101</b>	<b>83</b>	<b>449</b>	<b>389</b>	<b>279</b>	<b>303</b>	<b>78</b>	<b>126</b>	<b>72</b>	<b>(138)</b>	<b>865</b>	<b>869</b>
<b>Impôts sur les bénéfices (note 7)</b>														
Exigibles	26	101	(8)	(46)	165	88	(157)	300	75	22	(8)	(10)	93	455
Futurs	(83)	(86)	(20)	74	(62)	40	466	4	(78)	21	27	(23)	250	30
	(57)	15	(28)	28	103	128	309	304	(3)	43	19	(33)	343	485
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	<b>(57)</b>	<b>\$ 91</b>	<b>\$ 129</b>	<b>\$ 55</b>	<b>\$ 346</b>	<b>\$ 261</b>	<b>\$ (30)</b>	<b>\$ (1)</b>	<b>\$ 81</b>	<b>\$ 83</b>	<b>\$ 53</b>	<b>\$ (105)</b>	<b>\$ 522</b>	<b>\$ 384</b>
<b>Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies (note 9) <sup>(2)</sup></b>	<b>369</b>	<b>\$ 303</b>	<b>\$ 482</b>	<b>\$ 89</b>	<b>\$ 33</b>	<b>\$ 68</b>	<b>\$ 224</b>	<b>\$ 293</b>	<b>\$ 468</b>	<b>\$ 394</b>	<b>\$ 9</b>	<b>\$ 9</b>	<b>\$ 1 585</b>	<b>\$ 1 156</b>
<b>Flux de trésorerie liés (affectés) aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>164</b>	<b>\$ 108</b>	<b>\$ 107</b>	<b>\$ 199</b>	<b>\$ 261</b>	<b>\$ 292</b>	<b>\$ (868)</b>	<b>\$ 171</b>	<b>\$ 245</b>	<b>\$ 314</b>	<b>\$ (511)</b>	<b>\$ (120)</b>	<b>\$ (602)</b>	<b>\$ 964</b>
<b>Total de l'actif lié aux activités poursuivies</b>	<b>4 119</b>	<b>\$ 4 151</b>	<b>\$ 3 659</b>	<b>\$ 2 885</b>	<b>\$ 2 345</b>	<b>\$ 2 465</b>	<b>\$ 5 180</b>	<b>\$ 6 031</b>	<b>\$ 7 989</b>	<b>\$ 6 649</b>	<b>\$ 560</b>	<b>\$ 465</b>	<b>\$ 23 852</b>	<b>\$ 22 646</b>

(1) Les revenus (charges) de placement et autres pour le secteur International comprennent des pertes découlant des contrats dérivés associés à Buzzard de 383 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 décembre 2007 (49 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 décembre 2006) (notes 5 et 14).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 9 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 décembre 2007 (27 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 décembre 2006).

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

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES (note 4)  
Exercices terminés les 31 décembre

	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
<b>Produits</b>														
Ventes aux clients	1 347	\$ 1 504	\$ 611	\$ 592	\$ 2 708	\$ 2 004	\$ 3 697	\$ 2 464	\$ 13 347	\$ 12 347	\$ -	\$ -	\$ 21 710	\$ 18 911
Revenus (charges) de placement et autres <sup>(1)</sup>	66	6	(2)	-	(18)	-	(549)	(283)	(12)	19	55	16	(460)	(242)
Ventes intersectorielles	324	349	1 065	822	477	298	-	-	18	15	-	-		
<b>Produits sectoriels</b>	<b>1 737</b>	<b>1 859</b>	<b>1 674</b>	<b>1 414</b>	<b>3 167</b>	<b>2 302</b>	<b>3 148</b>	<b>2 181</b>	<b>13 353</b>	<b>12 381</b>	<b>55</b>	<b>16</b>	<b>21 250</b>	<b>18 669</b>
<b>Charges</b>														
Achats de pétrole brut et de produits	240	256	524	425	736	452	-	-	8 787	8 517	4	(1)	10 291	9 649
Opérations intersectorielles	10	5	13	31	8	9	-	-	1 853	1 439	-	-		
Exploitation, commercialisation et frais généraux	491	462	595	508	228	245	526	350	1 525	1 495	187	120	3 552	3 180
Exploration	192	150	28	21	13	12	257	156	-	-	-	-	490	339
Amortissement pour dépréciation et épuisement (note 6)	584	402	149	128	410	237	640	323	299	262	9	13	2 091	1 365
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(246)	(1)	(246)	(1)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	165	165	165	165
	1 517	1 275	1 309	1 113	1 395	955	1 423	829	12 464	11 713	119	296	16 343	14 697
<b>Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts</b>	<b>220</b>	<b>584</b>	<b>365</b>	<b>301</b>	<b>1 772</b>	<b>1 347</b>	<b>1 725</b>	<b>1 352</b>	<b>889</b>	<b>668</b>	<b>(64)</b>	<b>(280)</b>	<b>4 907</b>	<b>3 972</b>
<b>Impôts sur les bénéfices (note 7)</b>														
Exigibles	183	351	(13)	(53)	653	434	848	1 248	232	141	(106)	(48)	1 797	2 073
Futurs	(154)	(172)	62	109	(110)	(21)	503	310	28	54	48	31	377	311
	29	179	49	56	543	413	1 351	1 558	260	195	(58)	(17)	2 174	2 384
<b>Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies</b>	<b>191</b>	<b>\$ 405</b>	<b>\$ 316</b>	<b>\$ 245</b>	<b>\$ 1 229</b>	<b>\$ 934</b>	<b>\$ 374</b>	<b>\$ (206)</b>	<b>\$ 629</b>	<b>\$ 473</b>	<b>\$ (6)</b>	<b>\$ (263)</b>	<b>\$ 2 733</b>	<b>\$ 1 588</b>
<b>Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies (note 9) <sup>(2)</sup></b>	<b>866</b>	<b>\$ 788</b>	<b>\$ 779</b>	<b>\$ 377</b>	<b>\$ 159</b>	<b>\$ 256</b>	<b>\$ 762</b>	<b>\$ 760</b>	<b>\$ 1 396</b>	<b>\$ 1 229</b>	<b>\$ 26</b>	<b>\$ 24</b>	<b>\$ 3 988</b>	<b>\$ 3 434</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>725</b>	<b>\$ 651</b>	<b>\$ 512</b>	<b>\$ 499</b>	<b>\$ 1 491</b>	<b>\$ 1 129</b>	<b>\$ 220</b>	<b>\$ 840</b>	<b>\$ 994</b>	<b>\$ 835</b>	<b>\$ (603)</b>	<b>\$ (346)</b>	<b>\$ 3 339</b>	<b>\$ 3 608</b>
<b>Total de l'actif lié aux activités poursuivies</b>	<b>4 119</b>	<b>\$ 4 151</b>	<b>\$ 3 659</b>	<b>\$ 2 885</b>	<b>\$ 2 345</b>	<b>\$ 2 465</b>	<b>\$ 5 180</b>	<b>\$ 6 031</b>	<b>\$ 7 989</b>	<b>\$ 6 649</b>	<b>\$ 560</b>	<b>\$ 465</b>	<b>\$ 23 852</b>	<b>\$ 22 646</b>

(1) Les revenus (charges) de placement et autres pour le secteur International comprennent des pertes découlant des contrats dérivés associés à Buzzard de 535 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (259 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006) (notes 5 et 14).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 30 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (51 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 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 intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés datés du 31 décembre 2006. Les états financiers consolidés intermédiaires sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et suivent les conventions comptables résumées dans les notes complémentaires des états financiers consolidés annuels, sauf en ce qui a trait aux modifications indiquées à la note 3.

## 3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

La Société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2007, les chapitres suivants du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA)* : 1506, *Modifications comptables*; 1530, *Résultat étendu*; 3855, *Instruments financiers – comptabilisation et évaluation*; 3861, *Instruments financiers – information à fournir et présentation*; 3865, *Couvertures*; et l'abrégé du Comité sur les problèmes nouveaux (CPN) 160, *Frais de découverte engagés au cours de la phase de production d'une mine*.

Conformément à l'adoption du chapitre 1530 du *Manuel 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 du *Manuel 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, à la suite de sa comptabilisation initiale, au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les frais de transaction et les primes ou escomptes directement attribuables à l'émission de titres d'emprunt à long terme sont maintenant ajoutés à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. Auparavant, ces montants étaient reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de la dette. Les montants non amortis étaient présentés séparément dans les autres actifs dans le bilan consolidé. Conformément à l'application de dispositions transitoires, les périodes antérieures n'ont pas été retraitées à la suite de l'adoption de cette nouvelle convention comptable. Pour constater l'effet cumulatif des périodes antérieures, le tableau suivant illustre les catégories du bilan qui ont été touchées au 1<sup>er</sup> janvier 2007 :

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

Il n'y a aucune autre incidence importante sur les états financiers consolidés découlant de 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 les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits <sup>(1)</sup>	- \$	- \$	- \$	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 pertes nettes sur les contrats dérivés associés à Buzzard (note 14) de 383 millions \$ et de 535 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement (49 millions \$ et 259 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006) et des gains nets à la vente d'actifs de 3 millions \$ et de 81 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement (6 millions \$ et 30 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006).

#### 6. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Au cours des trois mois terminés le 31 décembre 2007, la Société a constaté une charge de 150 millions \$ (97 millions \$ après impôts) liée à la diminution de valeur d'actifs reliés au méthane de houille dans le bassin Powder River, dans les Rocheuses américaines. Les actifs ont été dépréciés selon la meilleure estimation de la juste valeur effectuée par la direction au moyen d'une évaluation des flux monétaires actualisés. Ces actifs font partie du secteur Gaz naturel nord-américain de la Société. La charge liée à la dépréciation d'actifs est incluse dans la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de l'état des résultats consolidés.

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

## 7. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les impôts sur les bénéfices exigibles et futurs comprennent des recouvrements fiscaux (charges fiscales) qui sont attribuables en grande partie à la baisse des taux d'imposition des bénéfices fédéral et provinciaux. Ces montants ont été répartis entre les secteurs de la façon suivante :

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Gaz naturel nord-américain	7 \$	- \$	8 \$	6 \$
Sables pétrolifères	55	-	62	44
Côte Est du Canada	47	-	52	37
International <sup>(1)</sup>	-	-	30	(242)
Aval	28	-	34	41
Services partagés <sup>(2)</sup>	6	-	5	(71)
	143 \$	- \$	191 \$	(185) \$

(1) Les recouvrements d'impôts de néant et de 30 millions \$ du secteur International pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement comprennent une réduction de 6 millions \$ et de 36 millions \$ des impôts futurs en raison d'augmentations du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni, se traduisant par la déduction des dépenses d'investissement admissibles au taux accru. La charge fiscale de 242 millions \$ du secteur International pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'explique par une augmentation des impôts sur le bénéfice futurs en raison d'une augmentation du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni.

(2) La charge fiscale de 71 millions \$ des Services partagés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comprend une augmentation de 70 millions \$ des impôts sur le bénéfice exigés en raison de la promulgation par le gouvernement du Québec de mesures législatives fiscales rétroactives.

## 8. 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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	484,6	497,9	489,0	503,9
Effet des options sur actions dilutives	4,6	5,5	5,0	6,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	489,2	503,4	494,0	509,9

## 9. PROJET D'EXPLOITATION MINIÈRE DE SABLES PÉTROLIFÈRES FORT HILLS

Le 23 novembre 2007, la Société a finalisé une entente pour acquérir une participation directe additionnelle de 5 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills, amenant ainsi la participation directe totale de la Société à 60 %. Pour payer cet investissement additionnel, la Société financera une tranche supplémentaire de 375 millions \$ des dépenses en plus de sa participation directe. Le coût de l'acquisition a été actualisé à 347 millions \$ à l'aide d'un modèle de paiement estimatif pour le financement et du coût estimatif de la dette de la Société au moment de l'acquisition.

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

## 10. DETTE À LONG TERME

	Échéance	31 décembre 2007	31 décembre 2006
		<i>(note 3)</i>	
<b>Obligations et effets</b>			
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	577 \$	699 \$
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	248	349
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	237	291
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	267	321
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	294	349
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	391	466
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	275	349
Facilités de crédit consortiales	2012	995	-
Contrats de location-acquisition	2008-2022	57	70
		3 341	2 894
<b>Tranche à court terme</b>		(2)	(7)
		3 339 \$	2 887 \$

Au 31 décembre 2007, la Société disposait de facilités de crédit consortiales totalisant 2 200 millions \$ (2 200 millions \$ au 31 décembre 2006) échéant en 2012. Les facilités de crédit consortiales sont des facilités renouvelables consenties non garanties qui portent intérêt soit au taux préférentiel canadien, soit au taux de base des prêts aux États-Unis, soit au taux des acceptations bancaires, soit au taux interbancaire offert à Londres (LIBOR), plus les marges applicables. La Société dispose aussi de facilités de crédit à vue bilatérales renouvelables totalisant 1 500 millions \$ au 31 décembre 2007 (829 millions \$ au 31 décembre 2006).

Un montant total de 1 372 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des acceptations bancaires, des lettres de crédit et la couverture de découvert au 31 décembre 2007. Les facilités consortiales peuvent aussi servir à fournir les liquidités nécessaires au soutien du programme de papier commercial de Petro-Canada en vertu duquel aucun papier commercial n'était en cours au 31 décembre 2007.

Au 31 décembre 2007, la Société a prélevé un montant de 995 millions \$ sur les facilités de crédit consortiales et un montant de 109 millions \$ sur les facilités de crédit à vue bilatérales sous la forme d'acceptations bancaires en dollars canadiens. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur les acceptations bancaires en cours était de 5,13 % pour les facilités de crédit consortiales et de 4,99 % pour les facilités de crédit à vue.

## 11. 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	1 918 734	43	(1)
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(15 998 000)	(44)	(444)
Solde au 31 décembre 2007	483 459 119	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 de l'exercice terminés le 31 décembre 2007, la Société a racheté 2 000 000 d'actions ordinaires pour un coût total de 104 millions \$ et 15 998 000 actions ordinaires pour un coût total de 839 millions \$, respectivement (1 000 000 d'actions ordinaires pour un coût de 50 millions \$ et 19 778 400 actions ordinaires pour un coût de 1 011 millions \$ au cours des trois mois et de l'exercice terminés le 31 décembre 2006). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions rachetées a été comptabilisé comme une réduction du surplus d'apport et des bénéfices non répartis.

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

12. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Le total de la charge (du recouvrement) enregistré au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de (68) millions \$ et de 95 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement (28 millions \$ et 39 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006).

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

Les variations du nombre d'options sur actions et d'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
Octroyées	3 347 800	44	247 476
Options levées contre actions ordinaires	(1 918 734)	19	s.o.
Options remises contre versement en espèces	(800 685)	34	s.o.
Annulées/expirées	(308 050)	44	(564 418)
Solde au 31 décembre 2007	21 035 064	34 \$	1 166 044

(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. Ces DPV permettent 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 correspondait 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	3 786 500	44
DPV annulés	(127 050)	44
Solde au 31 décembre 2007	3 659 450	44 \$



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

13. 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		Exercices terminés les	
	31 décembre		31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Régimes de retraite :</b>				
<b>Régimes à prestations déterminées</b>				
Coût pour l'employeur des services rendus de l'exercice	13 \$	10 \$	43 \$	40 \$
Intérêts débiteurs	24	23	90	86
Rendement prévu de l'actif des régimes	(29)	(25)	(112)	(99)
Amortissement de l'actif transitoire	(2)	-	(6)	(5)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	11	12	44	51
	17	20	59	73
<b>Régimes à cotisations déterminées</b>				
	8	6	22	18
	25 \$	26 \$	81 \$	91 \$
<b>Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite :</b>				
Coût pour l'employeur des services rendus de l'exercice	1 \$	1 \$	5 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	3	2	12	11
Amortissement de l'obligation transitoire	-	1	4	4
	4 \$	4 \$	21 \$	19 \$

La Société a cotisé 121 millions \$ à ses régimes de retraite en 2007.

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

14. INSTRUMENTS FINANCIERS ET DÉRIVÉS

En 2004, la Société a conclu une série de contrats de vente dérivés pour la vente future de pétrole brut Brent daté relativement à son acquisition d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord. Certains contrats dérivés sont arrivés à échéance entre le 1<sup>er</sup> juillet 2007 et le 31 décembre 2007. Tous les contrats dérivés en cours ont été réglés comme suit :

	Trois mois terminés le 31 décembre 2007		Exercice terminé le 31 décembre 2007	
Pertes non réalisées au début de la période	(1 502)	\$	(1 481)	\$
Pertes nettes au cours de la période (note 5)	(383)		(535)	
Contrats échus <sup>(1)</sup>	160		291	
Règlements <sup>(2)</sup>	1 725		1 725	
	-	\$	-	\$

(1) Les contrats dérivés arrivés à échéance entre le 1<sup>er</sup> juillet 2007 et le 31 décembre 2007 comprenaient des pertes réalisées de 160 millions \$ (106 millions \$ après impôts) et de 291 millions \$ (193 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement.

(2) Tous les autres contrats dérivés en cours ont été réglés, ce qui a entraîné des pertes réalisées de 1 725 millions \$ (1 145 millions \$ après impôts).

15. 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<sup>er</sup> janvier 2008. La Société adopte cette norme prospectivement. La conversion du coût du pétrole brut et des produits raffinés entraînée par le passage de la méthode DEPS à la méthode PEPS augmentera les stocks de 812 millions \$, les passifs d'impôts futurs de 256 millions \$ et les bénéfices non répartis de 556 millions \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2008.