

# 2008

# Rapport trimestriel



Le 23 octobre 2008

(also published in English)

**Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008**

## RAPPORT DE GESTION

*Le rapport de gestion, daté du 23 octobre 2008, est présenté aux pages 1 à 26 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 et le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 et à la notice annuelle 2007 de la Société datée du 17 mars 2008. Les montants sont en dollars canadiens (CA) 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 flux de trésorerie
- 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 coûts d'exploitation
- estimations des réserves et des ressources
- redevances et impôts à payer
- estimations de la production sur la durée de vie des champs
- capacité d'exporter du gaz naturel
- futures activités de financement et activités se rapportant au capital (y compris le rachat d'actions ordinaires de Petro-Canada dans le cadre du programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de la Société)
- passif éventuel (y compris l'exposition potentielle à des pertes liées à des contrats de concessionnaires des ventes au détail)
- questions environnementales
- futures approbations réglementaires
- taux de rendement prévus

De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques connus et inconnus et à des incertitudes. 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 liés aux activités pétrolières et gazières au Canada et à l'étranger
- 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 naturel
- les marges de raffinage et de commercialisation
- la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés
- les fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change
- les mesures prises par les autorités gouvernementales (y compris les modifications apportées aux taux d'impôts et de redevances et aux stratégies d'utilisation des ressources)
- les modifications apportées à la réglementation environnementale et autre
- les événements politiques internationaux
- la nature et la portée des mesures prises par les parties intéressées ou le public en général

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

Nous prévenons les lecteurs que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les renseignements de nature prospective n'est pas exhaustive. De plus, les renseignements de nature prospective contenus dans ce rapport trimestriel sont donnés en date du 23 octobre 2008 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révisé. Les renseignements de nature prospective dans ce rapport trimestriel sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

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

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada produit les estimations des réserves que la Société utilise. Les commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes ne considèrent pas 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, ce qui lui permet de présenter l'information conformément aux normes de la SEC lorsque mentionné 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 selon 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 naturel (comprenant à la fois les réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur)	Définition des réserves de la SEC (Accounting Rules Regulation S-X 210.4-10, Financial Accounting Standards Board (FASB) No. 69 des États-Unis)
Réserves non prouvées, probables et possibles	SEC Guide 7 for Oilsands Mining Autorités canadiennes en valeurs mobilières : Canadian Oil and Gas Evaluation (COGE) Handbook, 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 : définitions de la Society of Petroleum Engineers, de la SPEE, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologists (approuvées en mars 2007)  Autorités canadiennes en valeurs mobilières : COGE Handbook 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 pétrolifères 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;
- 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.

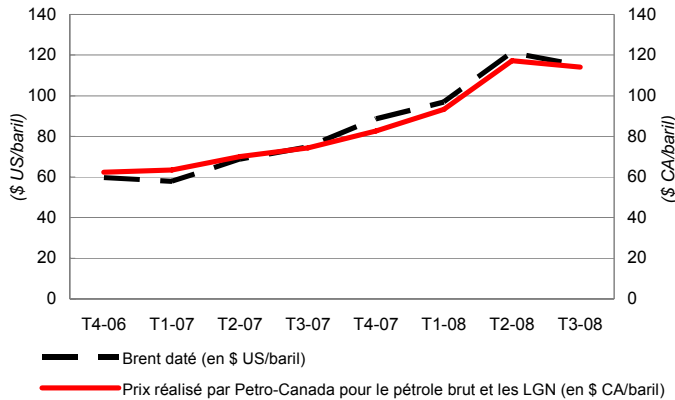
Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce rapport trimestriel sont déclarés en date du 31 décembre 2007.

**CONJONCTURE**

Les prix du marché indiqués ci-dessous influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel (LGN), le gaz naturel et les produits pétroliers, tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 23.

**AMONT**

*Pétrole brut*



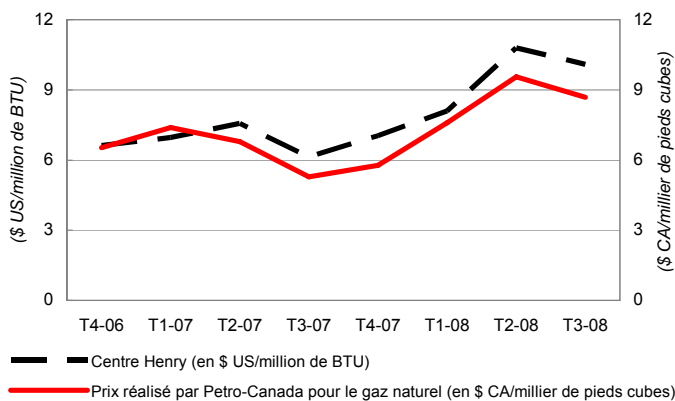
Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 114,78 \$ US/baril au troisième trimestre de 2008, en hausse de 53 % par rapport à 74,87 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007. Les craintes que la demande mondiale de pétrole croisse à un rythme plus rapide que l'offre, combinées aux événements géopolitiques et à la spéculation, ont fait monter les prix du pétrole à des niveaux records en juillet 2008. Cependant, la détresse des marchés financiers et l'exode de fonds d'investissements des marchés des marchandises ont entraîné une chute brutale des prix en août et en septembre 2008.

Durant le troisième trimestre de 2008, le taux de change moyen du dollar canadien a été de 0,96 \$ US, relativement inchangé par rapport au troisième trimestre de 2007.

Par conséquent, les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada à l'échelle de la Société pour le pétrole brut et les LGN ont augmenté de 54 %, passant de 74,32 \$/baril au troisième trimestre de 2007 à 114,11 \$/baril au troisième trimestre de 2008.

Au troisième trimestre de 2008, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain s'est rétréci pour atteindre 8,34 \$ US/baril, comparativement à 11,80 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007. Au Canada, l'écart de prix entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a diminué pour atteindre 18,34 \$/baril au troisième trimestre de 2008, comparativement à 24,35 \$/baril au troisième trimestre de 2007.

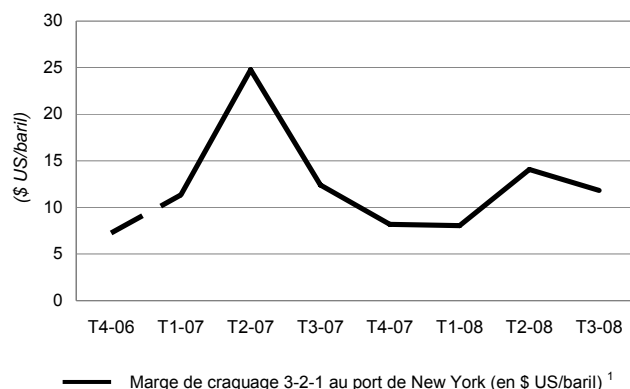
*Gaz naturel*



Les prix nord-américains du gaz naturel au centre Henry ont été plus élevés au troisième trimestre de 2008 qu'au troisième trimestre de 2007, en raison des prix accrus des combustibles concurrents, en particulier le charbon et le mazout. Au troisième trimestre de 2008, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont atteint en moyenne 10,09 \$ US/million de BTU, en hausse de 65 % par rapport à 6,13 \$ US/million de BTU au troisième trimestre de 2007. Les gains ont été similaires dans le cas des prix canadiens du gaz naturel.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour la production de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 8,41 \$/millier de pieds cubes (pi<sup>3</sup>) au troisième trimestre de 2008, en hausse de 63 % par rapport à 5,17 \$/millier de pi<sup>3</sup> au troisième trimestre de 2007.

## AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ont été en moyenne de 11,82 \$ US/baril au troisième trimestre de 2008, en baisse de 5 % par rapport à une moyenne de 12,41 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007. Les marges de craquage plus faibles pour l'essence ont été attribuables à une demande en baisse et une plus grande pénétration de l'éthanol, bien que les pénuries dues aux ouragans Gustav et Ike aient provoqué une hausse temporaire des marges. Les marges de craquage pour le mazout de chauffage ont augmenté comparativement au troisième trimestre de 2007, en raison de la croissance continue de la demande mondiale de distillats, en particulier le carburant diesel.

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 et 2008 ne sont pas directement comparables aux valeurs pour 2006.

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

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	<b>114,78</b>	74,87	<b>111,02</b>	67,13
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	<b>117,98</b>	75,38	<b>113,29</b>	66,19
Écart de prix FAB Brent daté/Maya (en \$ US/baril)	<b>8,34</b>	11,80	<b>14,16</b>	12,55
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	<b>122,31</b>	80,22	<b>115,71</b>	73,42
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (WCS) (en \$ CA/baril)	<b>18,34</b>	24,35	<b>21,05</b>	21,54
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	<b>10,09</b>	6,13	<b>9,66</b>	6,88
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>9,64</b>	5,85	<b>8,94</b>	7,10
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	<b>11,82</b>	12,41	<b>11,32</b>	16,14
Taux de change (en cents US/\$ CA)	<b>96,0</b>	95,7	<b>98,2</b>	90,5
Prix réalisés moyens				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	<b>114,11</b>	74,32	<b>107,85</b>	69,42
Gaz naturel (en \$/millier de pi <sup>3</sup> )	<b>8,68</b>	5,28	<b>8,60</b>	6,47

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 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 <sup>5</sup>	0,01 \$	(40)		(0,08)	
Production de pétrole brut et de LGN (en barils par jour)	1 000 barils/j	10		0,02	
Production de gaz naturel (en millions de pi <sup>3</sup> par jour)	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	1,00 \$ US/baril	22		0,05	
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago	1,00 \$ US/baril	24		0,05	
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle	1,00 \$ US/baril	7		0,01	
Écart de prix WTI/Brent daté	1,00 \$ US/baril	25		0,05	
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 sur les écarts de prix entre les bruts <sup>6</sup>	0,01 \$	(11)		(0,02)	
Coût du gaz naturel utilisé comme combustible – prix du gaz naturel au centre AECO	1,00 \$ CA/millier de pi <sup>3</sup>	(11)		(0,02)	
Bitume – pourcentage du prix du pétrole brut Maya	1 %	2		–	
Mazout lourd – pourcentage du prix du pétrole brut WTI	1 %	2		–	
<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>7</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 net lié aux activités d'amont.

6 Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur les marges de craquage du secteur Aval et les écarts de prix entre les bruts.

7 Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence positive sur le bénéfice de la Société relativement aux titres d'emprunt libellés en dollars américains de la Société. 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 vue de réaliser une croissance rentable à long terme. D'ici la fin de 2008, la Société prévoit faire démarrer les installations du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, qui permettra le traitement d'une charge d'alimentation moins coûteuse à base de bitume de sables pétrolifères, et prendre une décision d'investissement définitive au sujet du projet d'exploitation minière et de valorisation Fort Hills. Une décision d'investissement au sujet du projet de cokeur à Montréal est en suspens sous réserve d'un règlement du conflit de travail. La Société et ses partenaires prévoient aussi faire avancer les projets d'amont suivants : l'agrandissement de l'installation *in situ* MacKay River, l'extension du champ White Rose au large de la Côte Est du Canada, le projet gazier Ebla en Syrie et les projets de mise en valeur associés aux nouveaux contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) en Libye. La Société s'attend à ce que la production d'amont augmente de façon importante lorsque ces grands projets entreront en service. Ces projets devraient aussi accroître de façon considérable 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 opérations. Durant le reste de 2008, la Société continuera de mettre l'accent sur la réalisation d'une production d'amont conforme aux indications fournies.

Priorités stratégiques	Mise à jour trimestrielle
<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 achevé la construction des installations du projet de conversion de la raffinerie (PCR) d'Edmonton et la raffinerie s'attend à entreprendre le démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008 comme prévu</li> <li>• nous avons signé des accords officiels avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador pour permettre la poursuite des activités pour la mise en valeur du champ pétrolifère extracôtier Hebron</li> <li>• nous avons publié une mise à jour des coûts pour le projet Fort Hills qui suggérait que les coûts d'immobilisation tout compris estimés de 18,8 milliards \$ (incluant les coûts des tiers) pour le projet, tel qu'on le conçoit actuellement, avaient augmenté d'environ 50 % par rapport à ceux qui avaient été annoncés en juin 2007 dans le rapport de base du projet</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 atteint un taux de fiabilité des installations de 89 % à Terra Nova</li> <li>• nous avons maintenu un taux de fiabilité de 99 % pour les installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada</li> <li>• nous avons exploité l'installation de MacKay River à un taux de fiabilité de 98 %</li> <li>• nous avons enregistré un indice de fiabilité combiné de 88 aux trois installations de production du secteur Aval</li> <li>• nous avons vu les ventes de nos dépanneurs augmenter de 1,4 % et les ventes des établissements comparables diminuer de 0,8 %, comparativement au troisième trimestre de 2007</li> </ul>
<b>MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons déclaré une augmentation de 54 % du dividende trimestriel qui passe à 0,20 \$/action à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2008</li> <li>• nous avons efficacement dénoué le programme de titrisation des créances de Petro-Canada d'un montant de 480 millions \$, car cela ne représentait plus un moyen rentable d'emprunter</li> <li>• nous avons terminé le trimestre avec un niveau d'endettement de 20,4 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 0,9 fois</li> </ul>
<b>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nous avons connu une fréquence totale des blessures consignées (FTBC) de 0,67 durant les neuf premiers mois de 2008, une amélioration relativement à une FTBC de 0,87 pour l'exercice complet en 2007</li> <li>• nous avons enregistré le décès, relié au travail, d'un entrepreneur travaillant au PCR d'Edmonton en septembre 2008</li> </ul>

**JALONS STRATÉGIQUES**

T4 2008




T1 2009



T2 2009



- 
- début du démarrage du PCR d'Edmonton
  - obtention prévue d'une décision au sujet de la demande d'amendement du plan de mine pour Fort Hills
  - obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet de l'usine de valorisation Sturgeon du projet Fort Hills
  - prise attendue d'une décision d'investissement définitive pour le projet intégré d'exploitation minière et de valorisation Fort Hills
  - prise attendue d'une décision d'investissement définitive au sujet d'un coqueur potentiel d'une capacité de 25 000 barils/j à la raffinerie de Montréal, sous réserve du règlement du conflit de travail
- prise attendue d'une décision d'investissement définitive au sujet du projet d'agrandissement de MacKay River
- début prévu du programme de forage d'exploration en Libye

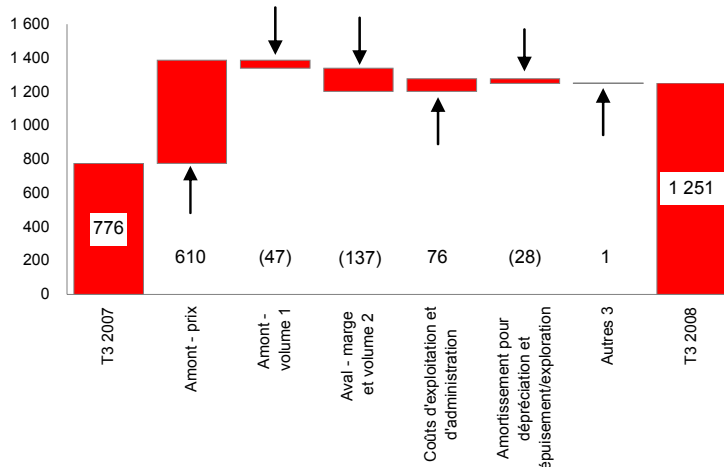
## ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

### Variation du bénéfice

### ANALYSE DES FACTEURS – 3<sup>e</sup> TRIMESTRE 2008 COMPARATIVEMENT AU 3<sup>e</sup> TRIMESTRE 2007

#### Bénéfice net

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

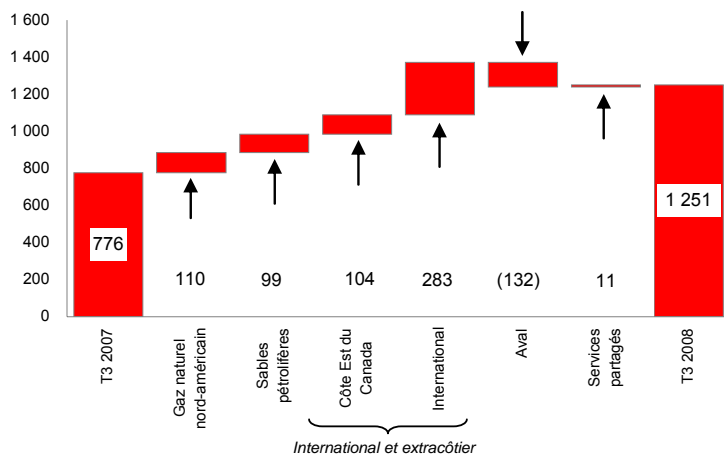


Le bénéfice net a augmenté de 61 % pour atteindre 1 251 millions \$ (2,58 \$/action) au troisième trimestre de 2008, comparativement à 776 millions \$ (1,59 \$/action) au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés élevés du pétrole brut et du gaz naturel et les coûts d'exploitation et d'administration et les autres<sup>3</sup> dépenses plus faibles ont contribué au bénéfice net accru. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les volumes d'amont<sup>1</sup> plus faibles, les marges inférieures dans le secteur Aval<sup>2</sup> et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés.

- 1 Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- 2 Les marges et les volumes du secteur Aval ont reflété l'incidence sur les marges réalisées des coûts variables des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks « premier entré, premier sorti » (PEPS).
- 3 Le facteur « Autres » comprend principalement la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard (s'applique aux exercices 2007 et antérieurs seulement), la conversion des devises étrangères, les intérêts débiteurs, les modifications des taux d'imposition effectifs, les gains à la vente d'actifs, les indemnités d'assurance et les mouvements des stocks d'amont.

#### Bénéfice net par secteur

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice net accru sur une base sectorielle au troisième trimestre a reflété le bénéfice net accru des secteurs Gaz naturel nord-américain, Sables pétroliers, Côte Est du Canada et Services partagés, contrebalancé en partie par une perte nette dans le secteur Aval.

Durant le troisième trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été de 1 279 millions \$ (2,64 \$/action), en baisse de 5 % par rapport à 1 340 millions \$ (2,75 \$/action) au même trimestre de 2007. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a reflété principalement une remise en espèces en vertu du programme de titrisation des créances, contrebalancée en partie par le bénéfice net plus élevé.



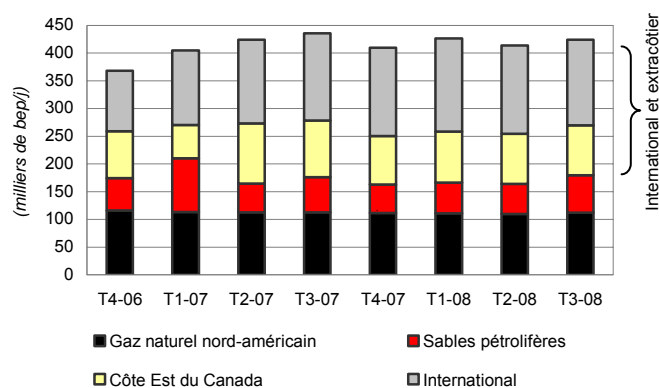
**Information financière trimestrielle**

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les							
	30 sept. 2008	30 juin 2008	31 mars 2008	31 déc. 2007	30 sept. 2007	30 juin 2007	31 mars 2007	31 déc. 2006
<b>Total des produits</b>	<b>8 286 \$</b>	<b>7 646 \$</b>	<b>6 586 \$</b>	<b>5 434 \$</b>	<b>5 497 \$</b>	<b>5 478 \$</b>	<b>4 841 \$</b>	<b>4 550 \$</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 251 \$</b>	<b>1 498 \$</b>	<b>1 076 \$</b>	<b>522 \$</b>	<b>776 \$</b>	<b>845 \$</b>	<b>590 \$</b>	<b>384 \$</b>
Par action – de base	<b>2,58</b>	3,10	2,22	1,08	1,59	1,71	1,19	0,77
– dilué	<b>2,56</b>	3,07	2,20	1,07	1,58	1,70	1,18	0,76

**AMONT**

**Production**

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



Au troisième trimestre de 2008, la production s'est chiffrée en moyenne à 424 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada, en baisse par rapport à 436 000 bep/j nets au même trimestre de 2007. Les volumes plus faibles ont reflété la production moindre des secteurs Côte Est du Canada et International, contrebalancée en partie par la production accrue du secteur Sables pétrolifères. La production du secteur Gaz naturel nord-américain est demeurée relativement inchangée.

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

Durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont mené à terme les opérations portant sur 14 d'au plus 17 puits planifiés durant l'exercice. Trois des puits ont été complétés en tant que découvertes de gaz naturel (Gubik-3 dans les avant-monts de l'Alaska, Sancoche dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago et van Ghent dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Un puits a été complété en tant que découverte de pétrole (Pink dans le secteur britannique de la mer du Nord). Deux puits d'évaluation fructueux (Cassra-2 dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago et Farigh 14-12 en Libye) ont été complétés. Deux puits ont été complétés en tant que découvertes non commerciales (Maria dans le secteur britannique de la mer du Nord et L5a-11 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Le forage du puits Chandler-1 dans les avant-monts de l'Alaska a été suspendu, tel que planifié, en vue d'une réentrée la saison prochaine. Cinq puits étaient secs et ont été abandonnés (Kwijika dans les Territoires du Nord-Ouest, Gemini dans le secteur britannique de la mer du Nord, Tegu dans le bloc 1a au large de Trinité-et-Tobago, Bene dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago et Trow dans le secteur norvégien de la mer du Nord).

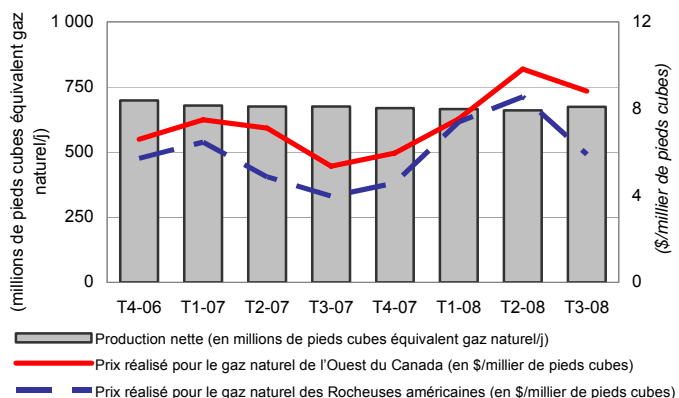
**Gaz naturel nord-américain**

Les installations du secteur Gaz naturel nord-américain ont continué de fonctionner de façon fiable au troisième trimestre de 2008, ce qui a permis au secteur de profiter des prix plus élevés du gaz naturel, du pétrole brut et du soufre.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 septembre 2008		Neuf mois terminés les 30 septembre 2008	
	2008	2007	2008	2007
<b>Bénéfice net</b>	<b>165 \$</b>	<b>55 \$</b>	<b>339 \$</b>	<b>248 \$</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>269 \$</b>	<b>155 \$</b>	<b>847 \$</b>	<b>561 \$</b>

Le secteur Gaz naturel nord-américain a réalisé un bénéfice net de 165 millions \$ au troisième trimestre de 2008, comparativement à un bénéfice net de 55 millions \$ au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés et les frais d'exploration moins importants ont été contrebalancés en partie par la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

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



Au troisième trimestre de 2008, la production du secteur Gaz naturel nord-américain est demeurée relativement inchangée, comparativement à la même période en 2007. La production a reflété la production accrue de gaz naturel dans les Rocheuses américaines et une bonne performance dans l'Ouest du Canada.

Les prix réalisés pour le gaz naturel dans l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines ont augmenté de 65 % et de 49 %, respectivement, au troisième trimestre de 2008, comparativement au même trimestre de 2007, suivant les tendances des prix du marché.

	Troisième trimestre 2008	Troisième trimestre 2007
Production nette (en millions de pi <sup>3</sup> équivalent gaz naturel/j) <sup>1</sup>		
Ouest du Canada	572	586
Rocheuses américaines	102	89
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	674	675
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	8,81 \$	5,35 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	5,89 \$	3,96 \$

<sup>1</sup> Des renseignements sur la production de pétrole brut et de LGN et de gaz naturel du secteur Gaz naturel nord-américain, y compris les prix réalisés moyens pour ces marchandises, sont présentés aux pages 22 et 23, respectivement.

Les usines à gaz et installations gazières exploitées par Petro-Canada dans l'Ouest du Canada ont affiché un taux de fiabilité de 99 % au troisième trimestre de 2008.

**Révisions planifiées**

Aucune révision majeure n'est planifiée d'ici la fin de 2008.

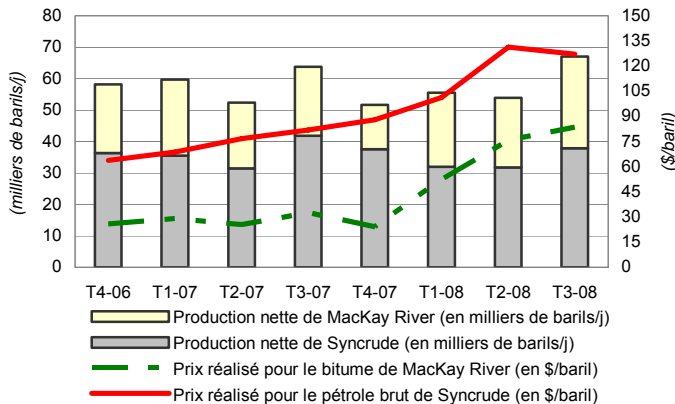
**Sables pétrolifères**

Les résultats financiers ont été solides grâce à la fiabilité et à la capacité améliorées à MacKay River et aux prix réalisés élevés du pétrole brut et du bitume.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Bénéfice net</b>	209 \$	110 \$	498 \$	187 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	77 \$	176 \$	405 \$	405 \$

Le secteur Sables pétrolifères a réalisé un bénéfice net de 209 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 110 millions \$ au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés et la production accrue ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation plus élevés. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2008 incluait une réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés pour le remplissage des canalisations du PCR à Edmonton de 38 millions \$ avant impôts (26 millions \$ après impôts).

**Production et prix – Sables pétrolifères**



La production de Syncrude a affiché une baisse de 9 % au troisième trimestre de 2008, par rapport au troisième trimestre de 2007. Au troisième trimestre de 2008, la production a été touchée par une révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-2 qui a commencé au début de septembre. Les prix réalisés à Syncrude ont affiché une augmentation de 56 % au troisième trimestre de 2008, par rapport au troisième trimestre de 2007.

La production à MacKay River a affiché une hausse de 32 % au troisième trimestre de 2008, par rapport à la même période de 2007, en raison de la fiabilité et de la capacité accrues. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont affiché une augmentation de 157 % au troisième trimestre de 2008, par rapport au troisième trimestre de 2007, en raison des prix accrus du pétrole WTI combinés à un rétrécissement de l'écart de prix entre les pétroles brut légers et lourds.

	Troisième trimestre 2008	Troisième trimestre 2007
Production nette (en barils/j)		
Syncrude	37 900	41 800
MacKay River	29 000	22 000
Production totale nette – Sables pétrolifères	66 900	63 800
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/baril)	127,24 \$	81,77 \$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/baril)	83,51 \$	32,48 \$

La révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-2 à Syncrude a commencé le 5 septembre 2008 et elle devrait s'achever en octobre 2008 comme prévu. Syncrude a résolu des problèmes opérationnels touchant les usines de soufre en juillet 2008.

Au troisième trimestre de 2008, les activités à MacKay River ont continué d'être solides, la fiabilité ayant été en moyenne de 98 %. Par suite de la fiabilité améliorée, MacKay River a atteint un record de production moyen dans un mois en septembre 2008 de 29 700 barils/j.

**Projet Fort Hills**

Dans le cadre de la première phase du projet Fort Hills, on envisage la production de 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). L'entrée en production du gisement est prévue pour le quatrième trimestre de 2011 et le début de la production de pétrole brut synthétique à l'usine de valorisation Sturgeon, au deuxième trimestre de 2012. Les coûts d'immobilisation tout compris estimés pour le projet Fort Hills, tel qu'on le conçoit actuellement, devraient augmenter d'environ 50 % par rapport à l'estimation initiale de 18,8 milliards \$ (incluant les coûts des tiers). Les partenaires examinent différentes configurations et options de calendrier d'exécution afin d'en arriver à la meilleure combinaison pour le projet. À court terme, les partenaires envisagent de prendre une décision d'investissement ne touchant que la portion d'exploitation minière du projet et de reporter la décision concernant la construction de l'usine de valorisation, ce qui réduirait considérablement les coûts du projet avant la mise en production. Les partenaires maintiennent leur engagement à mettre la mine en production en 2011.

Petro-Canada et ses partenaires dans le projet Fort Hills ont commandé le matériel à long délai d'approvisionnement comme les ballons de coke, les colonnes de fractionnement, les réacteurs, les concasseurs et broyeurs, les pelles à câble, les camions de transport de 400 tonnes et les matériaux pour les camps de construction. L'audience réglementaire préliminaire pour l'usine de valorisation Sturgeon s'est achevée au début de juillet 2008. En août 2008, l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) a demandé de l'information additionnelle sur la proposition de construire un ou plusieurs camps de travail sur le site de l'usine de valorisation Sturgeon du projet Fort Hills. Après avoir examiné des réponses de diverses parties intéressées, l'ERCB a décidé de reprendre l'audience pour l'usine de valorisation proposée, afin d'examiner de l'information additionnelle au sujet des camps de travail seulement. Cette audience s'est tenue en octobre 2008. Une décision réglementaire finale couvrant tous les aspects de l'usine de valorisation est attendue au quatrième trimestre de 2008. Les partenaires s'attendent à obtenir une décision réglementaire sur un amendement au plan de mine approuvé, qui incorpore des améliorations identifiées dans le cadre du processus d'optimisation du plan de mine, au quatrième trimestre de 2008. Avec une estimation définitive des coûts, l'approbation réglementaire de l'usine de

valorisation et les approbations des partenaires maintenant obtenues, une décision quant à la meilleure façon de procéder est attendue d'ici la fin de 2008.

### *Projet d'agrandissement de MacKay River*

Au premier trimestre de 2008, la Société a obtenu l'approbation réglementaire pour le projet d'agrandissement proposé de l'installation *in situ* MacKay River, qui ajoutera 40 000 barils/j. Petro-Canada continue de peaufiner la conception du projet, d'évaluer des possibilités d'intégration avec le projet Fort Hills et de rechercher des économies potentielles liées à l'utilisation d'entrepreneurs en ingénierie, approvisionnement et construction étrangers. À la fin du troisième trimestre de 2008, la Société était en train de recevoir et d'évaluer les offres pour les contrats de construction à forfait. La décision d'investissement définitive devrait être prise au premier trimestre de 2009.

### *Révisions planifiées*

Aucune révision majeure n'est planifiée à Syncrude ou à MacKay River d'ici la fin de 2008.

### *Autres développements*

Petro-Canada et ses partenaires dans Syncrude sont toujours en pourparlers avec le gouvernement de l'Alberta au sujet du désir de la province de faire passer Syncrude au nouveau régime de redevances de l'Alberta avant l'expiration prévue de l'accord de redevances existant de Syncrude en 2016.

## **International et extracôtier**

### **Côte Est du Canada**

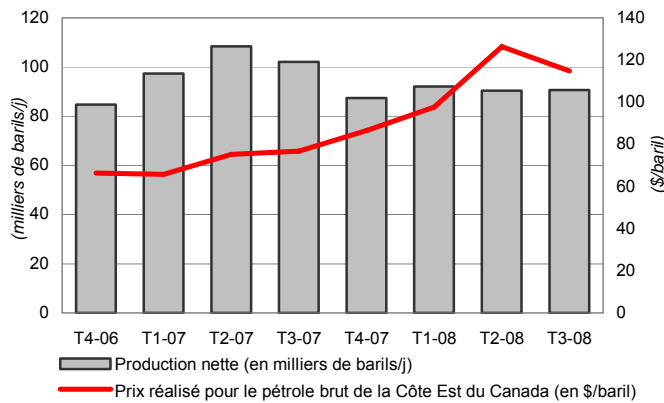
*Le projet de mise en valeur des extensions de White Rose a progressé avec l'achèvement des études d'ingénierie et de conception préliminaires pour la portion North Amethyst et le début de la conception détaillée.*

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Bénéfice net</b> <sup>1</sup>	<b>397</b>	<b>293</b>	<b>1 157</b>	<b>883</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>348</b>	<b>403</b>	<b>1 503</b>	<b>1 230</b>

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont augmenté (diminué) le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) et de (60) millions \$ avant impôts ((41) millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 23 millions \$ avant impôts (15 millions \$ après impôts) et de 48 millions \$ avant impôts (32 millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement.

Le secteur Côte Est du Canada a réalisé un bénéfice net de 397 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 293 millions \$ au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés ont été contrebalancés en partie par la production plus faible et les paiements de redevances plus élevés.

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



Au troisième trimestre de 2008, la production du secteur Côte Est du Canada a affiché une diminution de 11 %, par rapport à la même période de 2007. La production à Terra Nova a été plus faible en raison d’une révision générale planifiée de l’un des groupes électrogènes principaux, de réparations apportées aux joints dans une colonne d’ascension par poussée de gaz et de l’épuisement du champ. Les volumes à White Rose ont été plus faibles à cause de l’incidence d’un arrêt non planifié en septembre 2008 à la suite de problèmes touchant le déchargement dans les pétroliers-navettes. Ces réductions ont été contrebalancées en partie par la production légèrement plus élevée à Hibernia en raison de l’incidence positive de récents reconditionnements de puits et d’une fiabilité élevée, ce qui a contrebalancé l’épuisement naturel du champ.

Les prix réalisés pour le pétrole brut dans le secteur Côte Est du Canada au troisième trimestre de 2008 ont affiché une augmentation de 49 %, comparativement au troisième trimestre de 2007.

	Troisième trimestre 2008	Troisième trimestre 2007
Production nette (en barils/j)		
Terra Nova	33 900	44 300
Hibernia	28 900	27 900
White Rose	27 800	29 900
Production totale nette – Côte Est du Canada	90 600	102 100
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (en \$/baril)	114,76 \$	76,83 \$

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité de 89 % au troisième trimestre de 2008. Durant le trimestre, l’un des deux groupes électrogènes principaux à bord du NPSD a été retiré du service pour une révision générale majeure planifiée. Cette réduction de la quantité d’électricité disponible à bord du navire a ainsi réduit la production. La performance de la tête d’injection du NPSD Terra Nova est demeurée inchangée au troisième trimestre de 2008. Tout l’équipement et le matériel pour la réparation de la tête d’injection sont en place, au besoin.

*Révisions planifiées*

Aucune révision majeure n’est planifiée d’ici la fin de 2008.

*Mise en valeur des extensions de White Rose*

Au début du deuxième trimestre de 2008, les partenaires ont obtenu l’approbation réglementaire pour la mise en valeur du champ North Amethyst et la Société a donné son aval à la poursuite du projet. Les études d’ingénierie et de conception préliminaires pour la portion North Amethyst du projet sont terminées et la fabrication est en cours. Le forage à North Amethyst devrait débuter au quatrième trimestre de 2008. Les activités d’ingénierie et d’approvisionnement pour le projet continuent d’avancer et l’entrée en production du champ pétrolifère devrait avoir lieu comme prévu vers la fin de 2009 ou le début de 2010. North Amethyst est la première de trois extensions identifiées du champ White Rose original.

*Hebron*

Durant le troisième trimestre de 2008, les partenaires dans le projet Hebron ont conclu un accord avec le gouvernement provincial au sujet des conditions commerciales selon lesquelles les activités de mise en valeur seront entreprises pour Hebron. Les partenaires ont aussi accepté de transférer le rôle d’exploitant de Chevron Canada Ltd. à ExxonMobil.

*Redevances du secteur Côte Est du Canada*

Au troisième trimestre de 2008, les redevances payées par le secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 25 % des produits bruts, comparativement à 18 % au troisième trimestre de 2007. La production de Terra Nova a été assujettie à des redevances de niveau I de 30 % des produits nets et à une redevance de niveau II additionnelle de 12,5 % des produits nets, qui a été déclenchée durant le deuxième trimestre de 2008. La production de White Rose a été assujettie à une redevance de niveau I de 20 % des produits nets et à une redevance de niveau II additionnelle de 10 % des produits nets, qui a été déclenchée durant le premier trimestre de 2008. La production d’Hibernia a continué d’être assujettie à une redevance de base de 5 % des produits bruts.

**International**

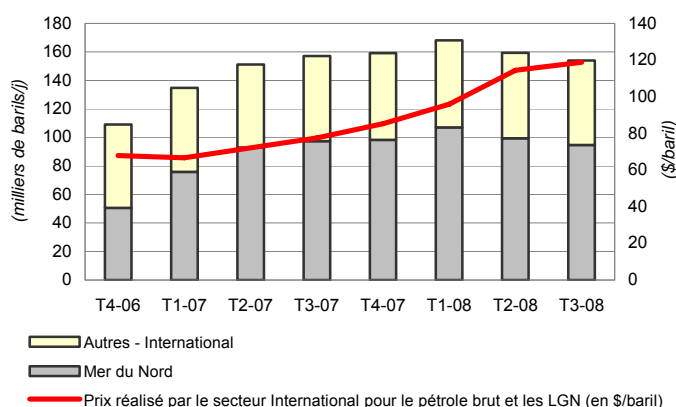
*Le secteur International a connu un solide trimestre financier grâce au robuste rendement d’exploitation de Buzzard et aux prix réalisés accrus.*

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Bénéfice net</b> <sup>1, 2</sup>	<b>483</b>	<b>\$ 200</b>	<b>\$ 1 491</b>	<b>\$ 404</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d’exploitation	<b>543</b>	<b>\$ 455</b>	<b>\$ 2 080</b>	<b>\$ 1 088</b>

- 1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté le bénéfice net de 12 millions \$ avant impôts (7 millions \$ après impôts) et de 88 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 58 millions \$ avant impôts (13 millions \$ après impôts) et de 28 millions \$ avant impôts (6 millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, 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 au cours de la période du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2010.

Au troisième trimestre de 2008, le secteur International a réalisé un bénéfice net de 483 millions \$, comparativement à 200 millions \$ au troisième trimestre de 2007. La hausse du bénéfice net est due aux prix réalisés plus élevés, aux gains à la conversion en devises étrangères et aux coûts d’exploitation et à la charge d’amortissement pour dépréciation et épuisement plus faibles, contrebalancés en partie par la production moins élevée et les frais d’exploration plus importants. L’accroissement des frais d’exploration est attribuable à la radiation de puits forés à Trinité-et-Tobago et en Norvège. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2007 a inclus un gain non réalisé de 70 millions \$ et une perte réalisée de 87 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

**Production et prix – International**



La production du secteur International a affiché une diminution de 2 % au troisième trimestre de 2008, comparativement au troisième trimestre de 2007.

Au troisième trimestre de 2008, la production provenant de la mer du Nord a affiché une baisse de 3 %, ce qui a reflété l’épuisement naturel de plusieurs actifs en mer du Nord et une révision planifiée de l’installation Triton en août. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production accrue à Buzzard en raison d’un solide rendement d’exploitation et du report en raison de la météo d’une révision de sept à neuf jours planifiée pour le mois d’août. La production des autres régions du secteur International a affiché une baisse de 1 % au troisième trimestre de 2008, par rapport au troisième trimestre de 2007.

	Troisième trimestre 2008	Troisième trimestre 2007
Production nette <i>(en bep/j)</i>		
Secteur britannique de la mer du Nord	75 000	75 200
Secteur néerlandais de la mer du Nord	<u>19 700</u>	<u>22 100</u>
Mer du Nord	94 700	97 300
Autres – International	<u>59 400</u>	<u>59 900</u>
Production totale nette – International	<b>154 100</b>	<b>157 200</b>
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN <i>(en \$/baril)</i>	<b>118,78 \$</b>	77,33 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel <i>(en \$/millier de pi<sup>3</sup>)</i>	<b>10,60 \$</b>	5,91 \$

Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont affiché une hausse de 54 % au troisième trimestre de 2008, par rapport à la même période en 2007. Les prix réalisés pour le gaz naturel ont affiché une augmentation de 79 % au troisième trimestre de 2008, par rapport à la même période l'an dernier.

#### *Mer du Nord*

La production à Buzzard s'est chiffrée en moyenne à 204 300 bep/j bruts (61 100 bep/j nets) à partir de 11 puits de production au troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport au même trimestre de 2007. Le réseau de transport Frigg, qui achemine le gaz naturel de Buzzard vers le marché, a fait l'objet d'une révision de maintenance planifiée au début de juillet 2008. Durant cette période de disponibilité réduite des gazoducs, l'appareil de forage autoélévateur de Buzzard a été démobilisé de la plateforme pour des travaux de maintenance planifiés et une nouvelle certification. Buzzard prévoyait entreprendre une autre révision en août pour la réinstallation de l'appareil de forage autoélévateur, mais cette révision a été reportée au début du quatrième trimestre de 2008 à cause de la météo. Les études d'ingénierie détaillées et la commande du matériel à long délai d'approvisionnement pour la quatrième plateforme sont en cours pour le projet visant à traiter les hydrocarbures d'une teneur en sulfure d'hydrogène plus élevée que prévu qui seront produits par certains puits à Buzzard.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, les installations De Ruyter et Hanze que Petro-Canada exploite continuent de donner un bon rendement, ayant rapporté une production de 26 700 bep/j bruts (13 700 bep/j nets) au troisième trimestre de 2008.

Au troisième trimestre de 2008, la Société a conclu un accord de vente et d'achat avec Bayerngas Norge AS prévoyant la vente de toutes les participations de la Société au Danemark pour un produit net de 140 millions \$ rapportant un gain de 107 millions \$ (82 millions \$ après impôts) à la vente de ces actifs. La vente de la totalité des participations de Petro-Canada au Danemark s'inscrit dans la stratégie du secteur International et extracôtier d'optimiser son portefeuille en réduisant la participation dans les pays où la Société ne peut envisager le développement d'une position significative.

#### *Autres régions du secteur International*

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 49 600 bep/j au troisième trimestre de 2008, légèrement en hausse par rapport à 49 100 bep/j au même trimestre de 2007 en raison du rendement amélioré de la production du champ Amal.

La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 59 millions de pi<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2008, en baisse comparativement à 65 millions de pi<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2007. La diminution s'explique par le temps d'arrêt plus long pour la maintenance aux installations de la société Atlantic LNG et les livraisons moins importantes pour permettre le rééquilibrage de l'aide mutuelle aux autres fournisseurs plus tôt durant l'année.

#### *Projet gazier Ebla en Syrie*

L'ingénierie détaillée se poursuit dans le cadre du projet gazier Ebla en Syrie et la construction à l'emplacement des champs a débuté en juillet 2008. Le projet était achevé à 35 % à la fin du troisième trimestre de 2008. Un puits d'évaluation a été foré et testé au troisième trimestre de 2008 et a donné des taux de production meilleurs que prévu. Un deuxième appareil de forage a été mobilisé et un levé sismique 3D a débuté en août 2008. L'entrée en production du projet gazier Ebla, qui devrait produire 80 millions de pi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, devrait avoir lieu en 2010.

#### *CEPP en Libye*

En juin 2008, Petro-Canada a signé six nouveaux CEPP avec la National Oil Corporation (NOC) de Libye pour remplacer les accords de concession existants et un CEPP. Les nouveaux CEPP ont été ratifiés au moment de la signature et leur date d'effet est le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Les conditions commerciales des nouveaux contrats, y compris la prime de signature, correspondent à celles annoncées lorsque les protocoles d'accord ont été conclus en décembre 2007. Conformément aux nouveaux contrats, Petro-Canada paiera 50 % de tous les coûts en capital de développement et obtiendra a priori le droit<sup>1</sup> à une quote-part de 12 % de la production. La Société continuera de présenter les volumes de production selon sa participation directe avant redevances. La Société estime que des ressources éventuelles et prospectives<sup>2</sup> de près de deux milliards de barils de pétrole sont associées au programme de remise en valeur. À la suite de la ratification des nouveaux accords, un paiement de 500 millions \$ US, représentant 50 % de la prime de signature, a été fait à la NOC de Libye en juillet 2008, avec le solde à payer entre 2009 et 2013.

<sup>1</sup> Le droit fait référence à la quote-part de la production revenant à Petro-Canada après les redevances et les impôts locaux.

<sup>2</sup> Le chiffre indiqué pour les ressources n'inclut pas les réserves et se répartit approximativement comme suit : 75 % ressources éventuelles et 25 % ressources prospectives évaluées en fonction des risques.

Les accords permettront à Petro-Canada de concevoir et ensuite de mettre en œuvre conjointement avec la NOC la remise en valeur de champs majeurs. Les CEPP de Petro-Canada en Libye représentent actuellement une production d'environ 100 000 barils/j bruts (50 000 barils/j nets) sur une base annuelle moyenne. En vertu des nouveaux accords, la production des champs visés par le programme de remise en valeur devrait doubler au cours des cinq à sept prochaines années.

La Société a aussi l'intention de consacrer 460 millions \$ US au cours des sept prochaines années à un programme d'exploration dont elle sera le seul exploitant dans la région de Syrte, l'un des bassins les plus prolifiques du monde. La réussite de ce programme d'exploration a le potentiel d'accroître de façon importante les réserves et la production.

Le travail de mise en œuvre des projets associés aux nouveaux CEPP a débuté, les activités jusqu'ici ayant consisté surtout à préparer le programme de mise en valeur du champ Amal, à saisir des occasions précoces d'accroissement de la production et à lancer le nouveau programme d'exploration. Les activités sismiques ont débuté et trois équipes sismiques étaient déployées à la fin du troisième trimestre de 2008. La Société s'attend à forer le premier puits d'exploration exploité par Petro-Canada au deuxième trimestre de 2009.

#### *Révisions planifiées*

En raison de reports dus à la météo au troisième trimestre de 2008, Buzzard devrait entreprendre sa révision de maintenance planifiée de sept à neuf jours au quatrième trimestre de 2008.

## **AVAL**

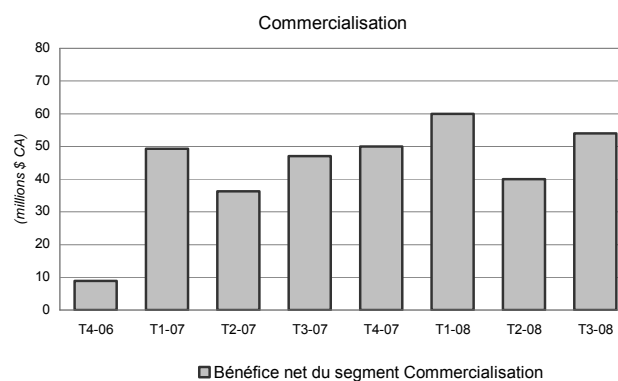
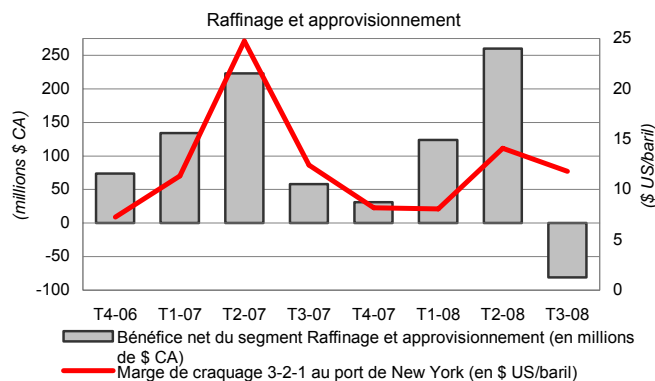
*Le secteur Aval a réalisé avec succès la construction des installations du PCR d'Edmonton. Les solides résultats du segment Commercialisation durant le trimestre ont été contrebalancés par le bénéfice plus faible du segment Raffinage et approvisionnement.*

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2008	2007	2008	2007
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(27)</b>	<b>\$ 105</b>	<b>\$ 457</b>	<b>\$ 548</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>(89)</b>	<b>\$ 215</b>	<b>(64)</b>	<b>\$ 749</b>

Le secteur Aval a réalisé une perte nette de 27 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en baisse par rapport à un bénéfice net de 105 millions \$ au même trimestre de 2007. La perte nette a reflété l'incidence négative des coûts décroissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti (PEPS). Les rendements en produits plus faibles des raffineries, les coûts d'exploitation plus élevés, les coûts accrus des combustibles et les marges de craquage plus faibles pour l'essence ont également eu une incidence négative sur les bénéfices. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation des marges de raffinage réalisées, des marges de craquage pour les distillats et des marges de commercialisation.



**Bénéfice net du secteur Aval**



	Troisième trimestre 2008		Troisième trimestre 2007	
Bénéfice net (perte nette) du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	(81)	\$	58	\$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	11,82	\$	12,41	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago (en \$ US/baril)	16,44	\$	17,91	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle (en \$ US/baril)	14,70	\$	14,54	\$
Bénéfice net du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	54	\$	47	\$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 11,82 \$ US/baril au troisième trimestre de 2008, en baisse par rapport à 12,41 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007. L'écart moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 8,34 \$ US/baril au troisième trimestre de 2008, comparativement à 11,80 \$ US/baril au troisième trimestre de 2007.

Au troisième trimestre de 2008, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont diminué de 2 % par rapport à la même période l'an dernier pour se chiffrer à 4,8 milliards de litres. La diminution a reflété les ventes moindres du segment Commercialisation et les ventes à faible marge moins importants du segment Raffinage et approvisionnement, contrebalancés en partie par les volumes de ventes accrus de lubrifiants.

Le segment Raffinage et approvisionnement a réalisé une perte nette de 81 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en baisse par rapport à un bénéfice net 58 millions \$ au même trimestre de 2007. Les résultats ont été touchés négativement par les cinq éléments suivants, énumérés par ordre d'incidence. Premièrement, les coûts des ventes ont été plus élevés tandis que la méthode d'évaluation des stocks PEPS est appliquée dans un contexte où les coûts des charges d'alimentation de pétrole brut diminuent. Deuxièmement, les rendements en produits des raffineries à Edmonton ont été plus faibles en raison de perturbations opérationnelles et de l'activité de révision planifiée pour le PCR. Troisièmement, les coûts d'exploitation ont augmenté en raison de l'activité de révision de maintenance et de réparation, des révisions planifiées et des coûts environnementaux liés à la taxe verte du Québec. Quatrièmement, les coûts des combustibles ont été plus élevés. Cinquièmement, les marges de craquage pour l'essence ont été plus faibles. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges de raffinage réalisées plus élevées pour les bitumes, les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les huiles légères et les marges de craquage accrues pour les distillats.

Le segment Commercialisation a réalisé un bénéfice net de 54 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 47 millions \$ au même trimestre de 2007. Au troisième trimestre de 2008, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges plus élevées sur les carburants, les volumes de ventes de lubrifiants plus élevés et les revenus non pétroliers plus importants. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus dus aux coûts accrus du carburant associés aux livraisons et aux frais sur les cartes.

*Activité de révision dans le secteur Aval*

Aucune révision majeure n'est planifiée d'ici la fin de 2008.

### Projet de conversion de raffinerie (PCR) à Edmonton

À la raffinerie d'Edmonton, la Société a investi dans la conversion de l'installation afin de pouvoir utiliser des charges d'alimentation provenant de sables pétrolifères. Le PCR permettra à Petro-Canada de valoriser directement jusqu'à 26 000 barils/j de bitume et de traiter jusqu'à 48 000 barils/j de pétrole brut synthétique sulfureux, en remplacement du brut léger classique plus coûteux actuellement utilisé comme charge d'alimentation.

À la fin du troisième trimestre de 2008, Petro-Canada avait achevé la construction du PCR et la raffinerie devrait entreprendre le démarrage au quatrième trimestre de 2008 comme prévu. Durant la période de révision, la raffinerie a fonctionné selon des conditions modifiées à environ 35 % des niveaux normaux de façon à limiter le manque à gagner de la production d'huiles légères. Dans le cadre de la révision, la Société a atténué l'incidence de la production perdue sur les clients en concluant des échanges dans le temps et en achetant des produits finis additionnels. Les dépenses associées à la révision devraient s'élever à environ 20 millions \$ après impôts.

### Modification de convention comptable relativement aux stocks et aux achats de produits et de pétrole brut

Le 1<sup>er</sup> janvier 2008, Petro-Canada a adopté la méthode PEPS pour l'évaluation de ses stocks de pétrole brut et de produits raffinés. Le changement est dû au fait que la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS) n'est plus permise en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Le passage de la méthode d'évaluation des stocks DEPS à la méthode PEPS a deux incidences. La première est la comptabilisation d'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 a trait au coût déclaré des achats de pétrole brut et de produits, qui reflète 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 et éliminations (en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>24</b>	<b>13</b>	<b>(117)</b>	<b>(59)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>131</b>	<b>(64)</b>	<b>422</b>	<b>(92)</b>

Les Services partagés et éliminations ont réalisé un bénéfice net de 24 millions \$ au troisième trimestre de 2008, comparativement à 13 millions \$ à la même période en 2007. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2008 a inclus un recouvrement de 160 millions \$ lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et un recouvrement de 18 millions \$ lié aux marges futures prévues du secteur Aval sur les stocks de pétrole bruts achetés pour le remplissage des canalisations pour le PCR à Edmonton, ce qui a contrebalancé en partie les réductions de valeur des stocks des Sables pétrolifères. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une perte de 103 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et par des gains de change à la conversion en dollars américains détenus durant le troisième trimestre de 2008. La perte nette au troisième trimestre de 2007 a inclus une charge de 10 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et un gain de change de 78 millions \$ lié à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères.

Les intérêts débiteurs ont été de 61 millions \$ avant impôts durant le troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 39 millions \$ au troisième trimestre de l'exercice précédent. La Société a capitalisé des intérêts débiteurs de 17 millions \$ durant le trimestre, comparativement à 8 millions \$ au troisième trimestre de 2007.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été touchés par les reports d'impôt attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société. Ces reports ont entraîné une augmentation d'environ 70 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation durant le trimestre, comparativement à une augmentation de 3 millions \$ à la même période l'an dernier. Le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la Société a adopté la méthode PEPS pour l'évaluation des stocks de son secteur Aval, ce qui est conforme à la méthode prescrite aux fins de l'impôt sur les bénéfices, éliminant ainsi la différence entre le bénéfice et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

## LIQUIDITÉ ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 279	\$ 1 340	\$ 5 193	\$ 3 941
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement	(1 503)	(877)	(3 674)	(2 450)
Activités de financement	(96)	(277)	171	(900)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(320)	186	1 690	591
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>1 921</b>	<b>\$ 1 090</b>	<b>\$ 1 921</b>	<b>\$ 1 090</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 et le ratio dette/dette plus les capitaux propres. Le ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de Petro-Canada, la mesure clé de l'effet de levier à court terme, était de 0,9 fois au 30 septembre 2008, 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 20,4 % au 30 septembre 2008, au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

<b>Ratios financiers</b>	<b>30 septembre 2008</b>	<b>31 décembre 2007</b>	<b>30 septembre 2007</b>
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <i>(en nombre de fois)</i> <sup>1</sup>	<b>0,9</b>	1,0	0,5
Dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	<b>20,4</b>	22,5	17,1

1 Calculé en fonction de la moyenne mobile sur 12 mois.

### Activités d'exploitation

Le fonds de roulement excédentaire lié à l'exploitation était de 501 millions \$ à la fin du troisième trimestre de 2008, en excluant la trésorerie et les équivalents de trésorerie, la tranche à court terme de la dette à long terme et les effets à court terme à payer, comparativement à un fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation de 565 millions \$ au 31 décembre 2007. Le fonds de roulement excédentaire au 30 septembre 2008 provenait principalement de l'augmentation des stocks en raison de l'utilisation de la méthode PEPS pour l'évaluation des stocks, de l'augmentation des créances attribuable au dénouement efficace du programme de titrisation des créances et de comptes créditeurs plus faibles et des charges à payer accrues attribuables au recouvrement lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

### Activités d'investissement

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Amont</b>				
Gaz naturel nord-américain	199	\$ 176	\$ 457	\$ 497
Sables pétrolifères	286	101	689	297
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	112	40	194	126
International	283	209	1 803	538
	<b>880</b>	<b>526</b>	<b>3 143</b>	<b>1 458</b>
<b>Aval</b>				
Raffinage et approvisionnement	499	312	1 318	809
Ventes et marketing	49	68	104	104
Lubrifiants	4	8	11	15
	<b>552</b>	<b>388</b>	<b>1 433</b>	<b>928</b>
Services partagés et éliminations	7	5	20	17
<b>Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration</b>	<b>1 439</b>	<b>919</b>	<b>4 596</b>	<b>2 403</b>
Autres actifs	–	73	–	105
<b>Total</b>	<b>1 439</b>	<b>\$ 992</b>	<b>\$ 4 596</b>	<b>\$ 2 508</b>

## Activités de financement

À la fin du troisième trimestre de 2008, la Société avait accès à des facilités de crédit engagées consortiales et à des facilités de crédit à vue bilatérales totalisant 3 570 millions \$ et 842 millions \$, respectivement, dont 292 millions \$ étaient utilisés pour des lettres de crédit et la couverture de découvert. 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 au 30 septembre 2008.

Durant les neuf premiers mois de 2008, la Société a émis pour 600 millions \$ US d'effets venant à échéance dans 10 ans et pour 900 millions \$ US d'effets venant à échéance dans 30 ans en vertu de son prospectus provisoire de base déposé antérieurement. Le prospectus provisoire de base prévoit l'offre d'au plus 4 milliards \$ US de titres d'emprunt au Canada et aux États-Unis sur une période de 25 mois à compter de la date d'émission, soit le 31 mars 2008.

Durant le troisième trimestre de 2008, le programme de titrisation de créances de 480 millions \$ de Petro-Canada a été effectivement dénoué car il ne représentait plus un moyen rentable d'emprunter.

Les cotes de crédit attribuées à la dette à long terme non garantie de la Société sont de Baa2 avec des perspectives stables selon Moody's Investors Service, de BBB avec des perspectives stables selon Standard & Poor's et de A (bas) sous étude avec des implications négatives selon Dominion Bond Rating Service.

La capacité et la flexibilité financières de la Société n'ont pas été touchées de façon significative par les récents bouleversements sur les marchés financiers en raison de la capacité de Petro-Canada de continuer de générer des flux de trésorerie solides, de ses soldes de trésorerie existants, de son accès à d'importantes facilités de crédit et du fait qu'elle n'a pas de besoins de refinancement à court terme. En 2009 et par la suite, il est probable que les dépenses liées aux grands projets futurs entraînent 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 et que le levier financier additionnel 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 revoit régulièrement sa stratégie en matière de dividende pour s'assurer que sa politique de dividende est alignée sur les attentes des actionnaires et sur ses objectifs financiers et de croissance. Conformément à cet objectif, le 24 juillet 2008, la Société a déclaré une hausse de 54 % de son dividende trimestriel, qui passe à 0,20 \$/action à compter du dividende versé le 1<sup>er</sup> octobre 2008.

Le programme actuel d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de Petro-Canada autorise la Société à racheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation entre le 22 juin 2008 et le 21 juin 2009, sous réserve de certaines conditions. Au troisième trimestre de 2008, la Société n'a racheté aucune de ses actions, comparativement à 4,0 millions d'actions durant la même période l'an dernier. Les futurs rachats d'actions dépendront des liquidités excédentaires disponibles après avoir tenu compte des utilisations prioritaires de la trésorerie de la Société.

Période	Actions rachetées		Prix moyen		Coût total (en millions \$)	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Premier trimestre	–	2 000 000	– \$	43,63 \$	– \$	87 \$
Deuxième trimestre	–	8 000 000	– \$	53,44 \$	– \$	428 \$
Troisième trimestre	–	3 998 000	– \$	55,15 \$	– \$	220 \$
Cumul annuel	–	13 998 000	– \$	52,53 \$	– \$	735 \$

### Passif éventuel et obligations contractuelles

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2007 de la Société et les passifs éventuels sont communiqués à la note 24 des états financiers consolidés annuels de 2007. Les obligations contractuelles totales au 30 septembre 2008 étaient de 40,7 milliards \$. Au cours du troisième trimestre de 2008, les obligations contractuelles ont augmenté de 1,3 milliard \$ principalement en raison des engagements d'achats de produits accrus dans le secteur Aval.

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 25 des états financiers consolidés annuels 2007. Ces entités n'ont pas été consolidées car Petro-Canada n'en 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**

Au 30 septembre 2008, il n'y avait pas eu de changements importants des risques ou des activités de gestion des risques de la Société depuis le 31 décembre 2007. Les activités de gestion des risques de Petro-Canada sont menées conformément aux principes et aux lignes directrices établies par le Conseil d'administration. Pour plus de renseignements sur les risques liés aux activités de Petro-Canada, les lecteurs devraient se reporter à la notice annuelle de 2007 de Petro-Canada et à la section traitant de la gestion des risques du rapport de gestion annuel de 2007.

## **NORMES INTERNATIONALES DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**

En 2006, le Conseil des normes comptables du Canada a ratifié un plan stratégique prévoyant la convergence des PCGR du Canada, que la Société applique actuellement, vers les Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards ou IFRS) durant une période de transition, la date de basculement correspondant à l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2011. La Société a achevé la phase de délimitation de l'étendue de son plan de basculement aux IFRS, y compris un échéancier détaillé pour l'évaluation des ressources et la formation et l'analyse des différences clés. La Société est en train d'évaluer l'incidence sur les règles et méthodes comptables, sur les systèmes informatiques, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière et sur les activités d'entreprise.

## **INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT**

Au 30 septembre 2008, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 484,4 millions et il a été en moyenne de 484,4 millions durant le troisième trimestre de 2008, comparativement à 485,2 millions d'actions ordinaires en circulation au 30 septembre 2007 et à un nombre moyen de 487,6 millions d'actions ordinaires en circulation durant le trimestre terminé le 30 septembre 2007.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 23 octobre 2008 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-866-898-9626 (sans frais en Amérique du Nord), le 00-800-8989-6323 (sans frais à l'étranger) ou le 416-340-2216 à 8 h 55, HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-866-540-8136 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-340-8010 et ils 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 <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> le 23 octobre 2008 à 9 h, HAE. 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 3269226#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

**PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AMONT**  
**30 septembre 2008**

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Avant redevances</b>				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain	13,0	12,6	13,1	12,5
Sables pétrolifères Internationale et extracôtier	66,9	63,8	58,8	58,6
Côte Est du Canada International	90,6	102,1	91,1	102,6
Mer du Nord	85,7	87,5	90,9	79,0
Autres – International	49,6	49,1	49,9	47,3
	<b>305,8</b>	<b>315,1</b>	<b>303,8</b>	<b>300,0</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	596	599	588	601
International				
Mer du Nord	54	59	57	58
Autres – International	59	65	64	71
	<b>709</b>	<b>723</b>	<b>709</b>	<b>730</b>
Production totale, nette avant redevances (en milliers de bep/j) <sup>1</sup>	<b>424</b>	<b>436</b>	<b>422</b>	<b>422</b>
<b>Après redevances</b>				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain	10,0	10,1	10,1	9,9
Sables pétrolifères Internationale et extracôtier	60,2	57,1	53,3	53,3
Côte Est du Canada International	67,7	83,7	68,6	88,4
Mer du Nord	85,7	87,5	90,9	79,0
Autres – International	28,3	44,9	30,9	42,7
	<b>251,9</b>	<b>283,3</b>	<b>253,8</b>	<b>273,3</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	466	476	463	473
International				
Mer du Nord	54	59	57	58
Autres – International	59	43	64	67
	<b>579</b>	<b>578</b>	<b>584</b>	<b>598</b>
Production totale, nette après redevances (en milliers de bep/j) <sup>1</sup>	<b>348</b>	<b>380</b>	<b>351</b>	<b>373</b>

1 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**  
**30 septembre 2008**

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Pétrole brut et LGN ( <i>en \$/barils</i> )				
Gaz naturel nord-américain	105,31	69,98	102,19	63,97
Sables pétrolifères	108,25	64,80	99,69	58,21
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	114,76	76,83	112,85	72,83
International				
Mer du Nord	117,87	77,19	108,04	71,88
Autres – International	126,47	77,59	115,03	73,32
<b>Total – pétrole brut et LGN</b>	<b>114,11</b>	<b>74,32</b>	<b>107,85</b>	<b>69,42</b>
Gaz naturel ( <i>en \$/millier de pi<sup>3</sup></i> )				
Gaz naturel nord-américain	8,41	5,17	8,52	6,47
International				
Mer du Nord	12,01	6,87	11,30	7,70
Autres – International	7,85	4,19	5,88	4,60
<b>Total – gaz naturel</b>	<b>8,68</b>	<b>5,28</b>	<b>8,60</b>	<b>6,47</b>

**TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS**  
**30 septembre 2008**

<i>(en pourcentage des produits des ventes)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Gaz naturel nord-américain	22 %	20 %	21 %	21 %
Sables pétrolifères	10 %	10 %	9 %	9 %
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	25 %	18 %	25 %	14 %
International				
Mer du Nord	–	–	–	–
Autres – International <sup>1</sup>	36 %	13 %	31 %	9 %
<b>Total</b>	<b>18 %</b>	<b>13 %</b>	<b>17 %</b>	<b>12 %</b>

<sup>1</sup> Les taux de redevances reflètent la portion de la NOC en vertu des nouveaux CEPP libyens et devraient être lus parallèlement à la fiche d'information portant sur les CEPP de Libye dont il est question dans le communiqué de presse du 10 décembre 2007 annonçant la signature d'un protocole d'entente avec la NOC.

**PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AVAL**  
**30 septembre 2008**

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Ventes de produits pétroliers ( <i>en milliers de m<sup>3</sup>/j</i> )				
Essence				
Est du Canada	13,5	14,6	13,2	13,9
Ouest du Canada	9,6	11,0	10,1	10,4
	<b>23,1</b>	25,6	<b>23,3</b>	24,3
Distillats				
Est du Canada	8,1	7,5	8,4	8,5
Ouest du Canada	10,6	10,6	10,2	11,0
	<b>18,7</b>	18,1	<b>18,6</b>	19,5
Divers, dont les produits pétrochimiques	10,9	9,9	10,3	9,0
Total – ventes de produits pétroliers	<b>52,7</b>	53,6	<b>52,2</b>	52,8
Pétrole brut traité par Petro-Canada ( <i>en milliers de m<sup>3</sup>/j</i> )				
Est du Canada	19,8	19,8	19,6	19,8
Ouest du Canada	10,3	20,4	17,1	20,3
Total – pétrole brut traité par Petro-Canada	<b>30,1</b>	40,2	<b>36,7</b>	40,1
Utilisation moyenne des raffineries ( <i>en pourcentage</i> )	<b>75</b>	99	<b>90</b>	99
Bénéfice (perte) d'exploitation après impôts du secteur Aval ( <i>en cents/litre</i> )	<b>(0,6)</b>	2,1	<b>3,2</b>	3,8

**PRIX MOYENS RÉALISÉS – AVAL**  
**30 septembre 2008**

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Prix à la rampe ( <i>en cents canadiens par litre</i> )				
Essence				
Est du Canada	89,59	63,78	83,01	63,93
Ouest du Canada	92,43	67,09	84,20	65,67
Distillats				
Est du Canada	101,01	64,45	93,67	62,50
Ouest du Canada	99,56	65,47	93,84	65,04
Prix à la pompe ( <i>en cents canadiens par litre, à l'exclusion des taxes</i> )				
Essence				
Est du Canada	96,21	68,90	88,85	67,87
Ouest du Canada	103,85	76,54	94,47	76,02



**DONNÉES SUR LES ACTIONS****30 septembre 2008**

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ( <i>en millions</i> )	<b>484,4</b>	487,6	<b>484,0</b>	491,6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation ( <i>en millions</i> )	<b>487,9</b>	492,6	<b>488,0</b>	496,7
Bénéfice net – de base ( <i>en \$/action</i> )	<b>2,58</b>	1,59	<b>7,90</b>	4,50
– dilué ( <i>en \$/action</i> )	<b>2,56</b>	1,58	<b>7,84</b>	4,45
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ( <i>en \$/action</i> )	<b>2,64</b>	2,75	<b>10,73</b>	8,02
Dividendes ( <i>en \$/action</i> )	<b>0,20</b>	0,13	<b>0,46</b>	0,39
Bourse de Toronto :				
Cours des actions <sup>1</sup> – haut	<b>55,75</b>	61,25	<b>60,00</b>	61,25
– bas	<b>33,70</b>	50,97	<b>33,70</b>	41,02
– clôture au 30 septembre	<b>35,40</b>	57,07	<b>35,40</b>	57,07
Actions négociées ( <i>en millions</i> )	<b>166,5</b>	111,0	<b>469,2</b>	399,3
Bourse de New York :				
Cours des actions <sup>2</sup> – haut	<b>56,90</b>	58,41	<b>61,03</b>	58,41
– bas	<b>32,35</b>	47,51	<b>32,35</b>	34,91
– clôture au 30 septembre	<b>33,35</b>	57,39	<b>33,35</b>	57,39
Actions négociées ( <i>en millions</i> )	<b>135,4</b>	47,9	<b>310,3</b>	129,6

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

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

**PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES****30 septembre 2008***(non vérifié, en millions de dollars canadiens)*

	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	165	\$ 55	\$ 339	\$ 248
Sables pétrolifères	209	110	498	187
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	397	293	1 157	883
International	483	200	1 491	404
Aval	(27)	105	457	548
Services partagés et éliminations	24	13	(117)	(59)
Bénéfice net	1 251	\$ 776	\$ 3 825	\$ 2 211
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 279	\$ 1 340	\$ 5 193	\$ 3 941
Capital investi moyen <sup>1</sup>				
Amont			9 457	\$ 7 967
Aval			6 787	4 910
Services partagés et éliminations			748	398
Total – Société			16 992	\$ 13 275
Rendement du capital investi <i>(en pourcentage)</i> <sup>1</sup>				
Amont			41,0	26,7
Aval			7,9	12,9
Total – Société			26,4	20,3
Rendement des capitaux propres <i>(en pourcentage)</i> <sup>1</sup>			32,1	24,2
Dette			4 098	\$ 2 367
Trésorerie et équivalents de trésorerie			1 921	\$ 1 090
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <i>(en nombre de fois)</i> <sup>1</sup>			0,9	0,5
Ratio dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>			20,4	17,1

<sup>1</sup> Calculé selon une moyenne mobile sur 12 mois.

**ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS** (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 septembre**

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

	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Produits</b>				
Exploitation	8 068 \$	5 549 \$	22 451 \$	15 945 \$
Revenus (charges) de placement et autres (notes 4 et 6)	218	(52)	67	(129)
	8 286	5 497	22 518	15 816
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	4 518	2 562	11 256	7 392
Exploitation, commercialisation et frais généraux	741	919	2 676	2 732
Exploration	143	65	471	307
Amortissement pour dépréciation et épuisement	513	498	1 508	1 455
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	119	(93)	189	(234)
Intérêts	61	39	156	122
	6 095	3 990	16 256	11 774
<b>Bénéfice avant impôts</b>	2 191	1 507	6 262	4 042
<b>Impôts sur les bénéfices</b>				
Exigibles	808	607	2 465	1 704
Futurs (note 5)	132	124	(28)	127
	940	731	2 437	1 831
<b>Bénéfice net</b>	1 251 \$	776 \$	3 825 \$	2 211 \$
<b>Bénéfice par action (note 7)</b>				
De base	2,58 \$	1,59 \$	7,90 \$	4,50 \$
Dilué	2,56 \$	1,58 \$	7,84 \$	4,45 \$

**RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ** (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 septembre**

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Bénéfice net</b>	1 251 \$	776 \$	3 825 \$	2 211 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôts</b>				
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(196)	(60)	(38)	(256)
<b>Résultat étendu</b>	1 055 \$	716 \$	3 787 \$	1 955 \$

Voir les notes complémentaires

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

	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net	1 251	\$ 776	\$ 3 825	\$ 2 211
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	513	498	1 508	1 455
Impôts futurs <i>(note 5)</i>	132	124	(28)	127
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	20	16	57	50
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	119	(93)	189	(234)
(Gain) perte à la vente d'actifs <i>(notes 4 et 6)</i>	(121)	(8)	9	(78)
(Gain) perte non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	-	(107)	-	21
Autres	102	3	69	10
Frais d'exploration	100	20	318	183
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation <i>(note 8)</i>	(837)	111	(754)	196
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 279</b>	<b>1 340</b>	<b>5 193</b>	<b>3 941</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(1 439)	(919)	(4 596)	(2 403)
Produit de la vente d'actifs <i>(note 6)</i>	188	83	233	177
Augmentation des autres actifs	-	(73)	-	(105)
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(252)	32	689	(119)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(1 503)</b>	<b>(877)</b>	<b>(3 674)</b>	<b>(2 450)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Diminution des effets à court terme à payer <i>(note 9)</i>	-	-	(109)	-
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme <i>(note 9)</i>	-	-	1 482	-
Remboursement de la dette à long terme <i>(note 9)</i>	-	(3)	(996)	(6)
Produit de l'émission d'actions ordinaires <i>(note 10)</i>	1	9	17	33
Achat d'actions ordinaires <i>(note 10)</i>	-	(220)	-	(735)
Dividendes sur les actions ordinaires <i>(note 13)</i>	(97)	(63)	(223)	(192)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(96)</b>	<b>(277)</b>	<b>171</b>	<b>(900)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	2 241	904	231	499
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>1 921</b>	<b>\$ 1 090</b>	<b>\$ 1 921</b>	<b>\$ 1 090</b>

Voir les notes complémentaires

**BILANS CONSOLIDÉS** (non vérifié)**Au 30 septembre 2008**

(en millions de dollars canadiens)

	30 septembre 2008		31 décembre 2007	
<b>Actif</b>				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 921	\$	231	\$
Débiteurs	3 804		1 973	
Impôts à recouvrer	-		280	
Stocks (note 3)	2 105		668	
Impôts futurs	44		26	
	7 874		3 178	
Immobilisations corporelles, montant net (notes 5 et 6)	22 056		19 497	
Écart d'acquisition	747		731	
Autres actifs	402		446	
	31 079	\$	23 852	\$
<b>Passifs et capitaux propres</b>				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	4 177	\$	3 512	\$
Impôts sur les bénéfiques à payer	1 275		-	
Effets à court terme à payer (note 9)	-		109	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 9)	2		2	
	5 454		3 623	
Dette à long terme (note 9)				
Autres passifs	4 096		3 339	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	896		717	
Impôts futurs (notes 3 et 5)	1 357		1 234	
	3 269		3 069	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 10)	1 384		1 365	
Surplus d'apport (note 10)	22		24	
Bénéfices non répartis	14 850		10 692	
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Écart de conversion de devises étrangères	(249)		(211)	
	16 007		11 870	
	31 079	\$	23 852	\$

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

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfices non répartis au début de la période	13 696	9 826	10 692	8 565
Incidence cumulative de l'adoption de nouvelles normes comptables (note 3)	-	-	556	-
Bénéfice net	1 251	776	3 825	2 211
Dividendes sur les actions ordinaires (note 13)	(97)	(63)	(223)	(192)
Coût excédentaire lié à l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (note 10)	-	(209)	-	(254)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	14 850	10 330	14 850	10 330

Voir les notes complémentaires

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

1. INFORMATIONS SECTORIELLES  
Trimestres terminés les 30 septembre

	Amont															
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétroliers		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Éliminations <sup>4</sup>		Total consolidé	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>Produits</b>																
Ventes aux clients	508	\$ 308	\$ 748	\$ 145	\$ 681	\$ 671	\$ 1 352	\$ 1 079	\$ 4 779	\$ 3 346	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	8 068	\$ 5 549
Revenus (charges) de placement et autres <sup>1</sup>	14	1	-	(3)	9	(5)	136	(34)	50	(3)	9	(8)	-	-	218	(52)
Ventes intersectorielles	120	70	445	316	302	114	-	-	4	5	-	-	(871)	(505)	-	-
<b>Produits sectoriels</b>	<b>642</b>	<b>379</b>	<b>1 193</b>	<b>458</b>	<b>992</b>	<b>780</b>	<b>1 488</b>	<b>1 045</b>	<b>4 833</b>	<b>3 348</b>	<b>9</b>	<b>(8)</b>	<b>(871)</b>	<b>(505)</b>	<b>8 286</b>	<b>5 497</b>
<b>Charges</b>																
Achats de pétrole brut et de produits <sup>2</sup>	126	62	644	112	239	158	-	-	3 511	2 229	-	-	(2)	1	4 518	2 562
Opérations intersectorielles	2	2	13	1	3	2	-	-	851	500	-	-	(869)	(505)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	134	124	203	149	68	68	99	144	443	390	(206)	44	-	-	741	919
Exploration	20	25	3	1	-	5	120	34	-	-	-	-	-	-	143	65
Amortissement pour dépréciation et épuisement	124	108	32	33	102	105	174	180	81	72	-	-	-	-	513	498
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119	(93)	-	-	119	(93)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	39	-	-	61	39
	406	321	895	296	412	338	393	358	4 886	3 191	(26)	(10)	(871)	(504)	6 095	3 990
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	<b>236</b>	<b>58</b>	<b>298</b>	<b>162</b>	<b>580</b>	<b>442</b>	<b>1 095</b>	<b>687</b>	<b>(53)</b>	<b>157</b>	<b>35</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>2 191</b>	<b>1 507</b>
<b>Impôts sur les bénéfices</b>																
Exigibles	33	55	49	5	185	163	645	379	(76)	40	(28)	(35)	-	-	808	607
Futurs	38	(52)	40	47	(2)	(14)	(33)	108	50	12	62	23	(23)	-	132	124
	71	3	89	52	183	149	612	487	(26)	52	34	(12)	(23)	-	940	731
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>165</b>	<b>\$ 55</b>	<b>\$ 209</b>	<b>\$ 110</b>	<b>\$ 397</b>	<b>\$ 293</b>	<b>\$ 483</b>	<b>\$ 200</b>	<b>\$ (27)</b>	<b>\$ 105</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 14</b>	<b>\$ 23</b>	<b>\$ (1)</b>	<b>\$ 1 251</b>	<b>\$ 776</b>
<b>Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration<sup>3</sup></b>	<b>199</b>	<b>\$ 176</b>	<b>\$ 286</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 112</b>	<b>\$ 40</b>	<b>\$ 283</b>	<b>\$ 209</b>	<b>\$ 552</b>	<b>\$ 388</b>	<b>\$ 7</b>	<b>\$ 5</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1 439</b>	<b>\$ 919</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>269</b>	<b>\$ 155</b>	<b>\$ 77</b>	<b>\$ 176</b>	<b>\$ 348</b>	<b>\$ 403</b>	<b>\$ 543</b>	<b>\$ 455</b>	<b>\$ (89)</b>	<b>\$ 215</b>	<b>\$ 131</b>	<b>\$ (64)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1 279</b>	<b>\$ 1 340</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>4 197</b>	<b>\$ 3 986</b>	<b>\$ 4 693</b>	<b>\$ 3 121</b>	<b>\$ 2 193</b>	<b>\$ 2 333</b>	<b>\$ 7 641</b>	<b>\$ 5 661</b>	<b>\$ 11 315</b>	<b>\$ 7 668</b>	<b>\$ 1 090</b>	<b>\$ 871</b>	<b>\$ (50)</b>	<b>\$ (8)</b>	<b>\$ 31 079</b>	<b>\$ 23 632</b>

1 Les revenus (charges) de placement et autres pour le secteur International comprennent des gains non réalisés liés aux contrats dérivés associés à Buzzard de néant \$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008 (107 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007) (note 4).

2 Les achats de pétrole brut et de produits du secteur Aval représentent essentiellement l'ensemble des stocks constatés au titre de charge durant la période.

3 Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 17 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008 (8 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007).

4 Éliminations s'entend des ventes entre secteurs comptabilisées aux prix de cession, en fonction des prix courants du marché, et des profits et pertes intersectoriels non réalisés sur les stocks. Les données antérieures ont été reclassées afin de respecter la présentation utilisée pour la période considérée.

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

1. INFORMATIONS SECTORIELLES  
Neuf mois terminés les 30 septembre

	Amont															
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Éliminations <sup>4</sup>		Total consolidé	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>Produits</b>																
Ventes aux clients	1 519	\$ 1 016	\$ 1 682	\$ 458	\$ 2 183	\$ 2 052	\$ 4 041	\$ 2 654	\$ 13 026	\$ 9 765	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 22 451	\$ 15 945
Revenus (charges) de placement et autres <sup>1</sup>	(129)	66	(1)	(3)	7	(11)	133	(163)	18	(7)	39	(11)	-	-	67	(129)
Ventes intersectorielles	346	238	1 123	759	614	352	-	-	12	12	-	-	(2 095)	(1 361)	-	-
Produits sectoriels	1 736	1 320	2 804	1 214	2 804	2 393	4 174	2 491	13 056	9 770	39	(11)	(2 095)	(1 361)	22 518	15 816
<b>Charges</b>																
Achats de pétrole brut et de produits <sup>2</sup>	357	165	1 403	366	649	545	-	-	8 892	6 308	-	-	(45)	8	11 256	7 392
Opérations intersectorielles	5	6	27	11	7	6	-	-	2 054	1 338	-	-	(2 093)	(1 361)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	394	368	577	436	180	186	341	421	1 257	1 100	(73)	221	-	-	2 676	2 732
Exploration	91	122	8	25	-	14	372	146	-	-	-	-	-	-	471	307
Amortissement pour dépréciation et épuisement	396	325	85	112	284	319	509	478	233	213	1	8	-	-	1 508	1 455
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189	(234)	-	-	189	(234)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156	122	-	-	156	122
	1 243	986	2 100	950	1 120	1 070	1 222	1 045	12 436	8 959	273	117	(2 138)	(1 353)	16 256	11 774
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	493	334	704	264	1 684	1 323	2 952	1 446	620	811	(234)	(128)	43	(8)	6 262	4 042
<b>Impôts sur les bénéfices</b>																
Exigibles	93	157	119	(5)	547	488	1 805	1 005	14	157	(113)	(95)	-	(3)	2 465	1 704
Futurs (note 5)	61	(71)	87	82	(20)	(48)	(344)	37	149	106	62	21	(23)	-	(28)	127
	154	86	206	77	527	440	1 461	1 042	163	263	(51)	(74)	(23)	(3)	2 437	1 831
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	339	\$ 248	\$ 498	\$ 187	\$ 1 157	\$ 883	\$ 1 491	\$ 404	\$ 457	\$ 548	\$ (183)	\$ (54)	\$ 66	\$ (5)	\$ 3 825	\$ 2 211
<b>Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration<sup>3</sup></b>	457	\$ 497	\$ 689	\$ 297	\$ 194	\$ 126	\$ 1 803	\$ 538	\$ 1 433	\$ 928	\$ 20	\$ 17	\$ -	\$ -	\$ 4 596	\$ 2 403
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	847	\$ 561	\$ 405	\$ 405	\$ 1 503	\$ 1 230	\$ 2 080	\$ 1 088	\$ (64)	\$ 749	\$ 422	\$ (92)	\$ -	\$ -	\$ 5 193	\$ 3 941
<b>Total de l'actif</b>	4 197	\$ 3 986	\$ 4 693	\$ 3 121	\$ 2 193	\$ 2 333	\$ 7 641	\$ 5 661	\$ 11 315	\$ 7 668	\$ 1 090	\$ 871	\$ (50)	\$ (8)	\$ 31 079	\$ 23 632

1 Les revenus (charges) de placement et autres pour le secteur International comprennent des pertes non réalisées liées aux contrats dérivés associés à Buzzard de néant \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008 (21 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007) (note 4).

2 Les achats de pétrole brut et de produits du secteur Aval représentent essentiellement l'ensemble des stocks constatés au titre de charge durant la période.

3 Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 45 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008 (21 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007).

4 Éliminations s'entend des ventes entre secteurs comptabilisées aux prix de cession, en fonction des prix courants du marché, et des profits et pertes intersectoriels non réalisés sur les stocks. Les données antérieures ont été reclassées afin de respecter la présentation utilisée pour la période considérée.

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

## 2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers annuels prévoient la présentation de renseignements additionnels non requis dans le cas des états financiers intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés datés du 31 décembre 2007. Les états financiers consolidés intermédiaires sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et suivent les conventions comptables résumées dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés annuels, sauf en ce qui a trait aux modifications indiquées à la note 3.

## 3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

En 2006, le Conseil des normes comptables du Canada a ratifié un plan stratégique prévoyant la convergence des PCGR du Canada, que la Société applique actuellement, vers les Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards ou IFRS) durant une période de transition, la date de basculement correspondant à l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2011. La Société a réalisé la phase de délimitation de l'étendue de son plan de basculement aux IFRS, qui comprend un échéancier détaillé pour l'évaluation des ressources et de la formation et l'analyse des différences clés. La Société évalue actuellement l'incidence des IFRS sur les règles et les méthodes comptables, sur les systèmes informatiques, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière et sur les activités d'entreprise.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la Société a adopté les chapitres suivants du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (Manuel de l'ICCA)* : 1535, *Information à fournir concernant le capital*; 3031, *Stocks*; 3862, *Instruments financiers – informations à fournir*, et 3863, *Instruments financiers – présentation*.

En raison de l'adoption du chapitre 1535 du *Manuel de l'ICCA* intitulé *Information à fournir concernant le capital*, la Société présente maintenant des renseignements détaillés sur la gestion de son capital (note 13).

En raison de l'adoption du chapitre 3031 du *Manuel de l'ICCA* intitulé *Stocks*, la Société détermine maintenant les coûts de son pétrole brut et de ses produits pétroliers raffinés au moyen de la méthode du premier entré, premier sorti (PEPS). Auparavant, les coûts étaient déterminés au moyen de la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). Conformément aux dispositions transitoires de cette nouvelle norme comptable, la Société a choisi d'ajuster les bénéfices non répartis d'ouverture de 2008 en utilisant la différence dans l'évaluation des stocks d'ouverture de 2008 et de ne pas retraiter les montants des périodes antérieures. Par conséquent, le tableau suivant présente les catégories du bilan qui ont été touchées au 1<sup>er</sup> janvier 2008 :

	Augmentation	
Stocks	812	\$
Passif d'impôts futurs	256	
Bénéfices non répartis	556	

En raison de l'adoption du chapitre 3862 du *Manuel de l'ICCA* intitulé *Instruments financiers – informations à fournir*, la Société a accru les informations qu'elle fournit relativement à ses risques financiers et à ses instruments financiers (note 14).

Il n'y a aucune autre incidence importante sur les états financiers consolidés découlant de l'adoption de ces nouvelles normes.



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

4. REVENUS (CHARGES) DE PLACEMENT ET AUTRES

Les revenus (charges) de placement et autres sont les suivants :

	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Gains (pertes) de change	26	\$ (33)	\$ 46	\$ (59)
Gain (perte) sur des contrats dérivés du secteur Aval	51	(6)	7	(19)
Pertes nettes sur les contrats dérivés associés à Buzzard <sup>1</sup>	-	(24)	-	(152)
Gain (perte) à la vente d'actifs (note 6)	121	8	(9)	78
Autres	20	3	23	23
<b>Revenus (charges) de placement et autres - Total</b>	<b>218</b>	<b>\$ (52)</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ (129)</b>

<sup>1</sup> Les pertes nettes sur les contrats dérivés associés à Buzzard comprennent des gains (pertes) non réalisé(e)s de 107 millions \$ et de (21) millions \$ pour le trimestre et pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement et des gains (pertes) réalisé(e)s de (131) millions \$ à la fois pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007.

5. CONTRATS D'EXPLORATION ET DE PARTAGE DE PRODUCTION EN LIBYE

Le 19 juin 2008, la Société a signé six nouveaux contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) avec la National Oil Corporation (NOC) de Libye pour transformer ses accords de concession existants et un ancien CEPP en nouveaux CEPP IV. Les nouveaux CEPP ont été ratifiés en date de la signature et prennent effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Les nouveaux CEPP sont d'une durée prévue de 30 ans et permettront à la Société de mettre en œuvre conjointement avec la NOC la remise en valeur de champs importants et de réaliser un programme d'exploration dont elle sera le seul exploitant dans le bassin Syrte en Libye.

La Société a convenu de verser une prime de signature de 1 milliard \$ US en plusieurs versements; le premier versement de 500 millions \$ US a été payé le 17 juillet 2008 et les autres versements seront effectués d'ici 2013. Le coût a été actualisé à 951 millions \$ selon ce calendrier de versements, en tenant compte des coûts d'emprunt estimatifs de la Société au moment de l'acquisition.

Le bénéfice net pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 comprenait un recouvrement d'impôts futurs de 230 millions \$ que la Société a comptabilisé au moment de la ratification des nouveaux CEPP le 19 juin 2008.

6. VENTE D'ACTIFS

En août 2008, la Société a conclu la vente de ses actifs au stade de pré-développement au Danemark dans le secteur International de la Société, pour un produit net de 140 millions \$ se traduisant par un gain de 107 millions \$ (82 millions \$ après impôts).

En juin 2008, la Société a conclu la vente de ses actifs de Minehead dans l'Ouest du Canada, qui font partie du secteur Gaz naturel nord-américain de la Société, ce qui a entraîné une perte de 153 millions \$ (112 millions \$ après impôts).

Les gains et les pertes liés à la vente de ces actifs sont inclus sous revenus (charges) de placement et autres dans les états des résultats consolidés.

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

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

(en millions)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	484,4	487,6	484,0	491,6
Effet des options sur actions dilutives	3,5	5,0	4,0	5,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	487,9	492,6	488,0	496,7

8. PROGRAMME DE TITRISATION

Le 24 juin 2004, la Société a conclu un programme de titrisation, expirant le 24 juin 2009, afin de vendre une part indivise de créances admissibles à un tiers sur une base renouvelable et avec tous les services. Du 24 juin 2004 au 30 juin 2008, la Société a vendu des créances impayées dans le cadre de ce programme (480 millions \$ de créances impayées vendues au 30 juin 2008). Au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2008, la Société a suspendu toutes les ventes de créances dans le cadre du programme et a remis toutes les sommes reçues pour les créances déjà vendues. Au 30 septembre 2008, aucune créance impayée n'avait été vendue dans le cadre du programme.

9. DETTE À LONG TERME

	Échéance	30 septembre 2008	31 décembre 2007
Obligations et effets			
Effets de premier rang non garantis à 6,80 % (900 millions \$ US)	2038	942 \$	- \$
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	620	577
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	271	248
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	255	237
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	287	267
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	315	294
Obligations non garanties à 6,05 % (600 millions \$ US)	2018	630	-
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	420	391
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	300	275
Facilités de crédit consortiales	2013	-	995
Contrats de location-acquisition	2008-2022	58	57
		4 098	3 341
Tranche à court terme		(2)	(2)
		4 096 \$	3 339 \$

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

9. DETTE À LONG TERME (suite)

Le 31 mars 2008, la Société a déposé un prospectus préalable de base pour l'offre de titres d'emprunt d'une valeur d'au plus 4 milliards \$ US auprès de la commission des valeurs mobilières ou de l'organisme de réglementation équivalent dans toutes les provinces et tous les territoires du Canada. Le 1<sup>er</sup> avril 2008, le même prospectus a été déposé auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. En mai 2008, la Société a effectué une offre publique de titres d'emprunt en vertu du même prospectus sous la forme d'effets de premier rang non garantis de 600 millions \$ US à 6,05 % sur 10 ans échéant le 15 mai 2018 et d'effets de premier rang non garantis de 900 millions \$ US à 6,80 % sur 30 ans échéant le 15 mai 2038. Le produit net de cette vente de titres a servi à rembourser des effets à court terme et des emprunts en cours en vertu de nos facilités de crédit consortiales. Le solde a été versé au fonds de roulement de la Société en vue de payer des dépenses en immobilisations futures.

Au 30 septembre 2008, la Société avait des facilités de crédit consortiales engagées renouvelables totalisant 3 570 millions \$, (2 200 millions \$ au 31 décembre 2007) venant à échéance en 2013, et des facilités de crédit à vue bilatérales renouvelables de 842 millions \$ (1 500 millions \$ au 31 décembre 2007). Au 30 septembre 2008, la Société avait remboursé tous les montants prélevés précédemment sur ses facilités de crédit consortiales et ses facilités de crédit à vue. Un montant total de 293 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la couverture de découvert.

10. CAPITAUX PROPRES

Les variations du nombre d'actions ordinaires et du surplus d'apport ont été les suivantes :

	Actions	Montant	Surplus d'apport	
Solde au 31 décembre 2007	483 459 119	1 365	\$ 24	\$
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionnariat des employés	980 748	19	(2)	
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	-	-	-	
Solde au 30 septembre 2008	484 439 867	1 384	22	

La Société a un programme de rachat d'actions dans le cadre d'une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités. Elle a renouvelé ce programme en juin 2008 en vue de racheter un maximum de 24 millions de ses actions ordinaires en circulation au cours de la période allant du 22 juin 2008 au 21 juin 2009, sous réserve de certaines conditions. Au cours du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2008, la Société n'a pas racheté d'actions ordinaires. Au cours du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2007, la Société a racheté 3 998 000 actions ordinaires pour un coût total de 220 millions \$ et 13 998 000 actions ordinaires pour un coût total de 735 millions \$. L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions rachetées a été comptabilisé comme une réduction de néant \$ et de 442 millions \$ du surplus d'apport et une réduction de 209 millions \$ et de 254 millions \$ des bénéfices non répartis pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement.

**NOTES COMPLÉMENTAIRES** (non vérifié)

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

## 11. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

Le total de la charge (recouvrement) enregistré au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de (233) millions \$ et de (141) millions \$ pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, respectivement (24 millions \$ et 163 millions \$ pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement).

(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 2007	21 035 064	34 \$	1 166 044
Octroyées	3 486 200	47	249 575
Levées contre actions ordinaires	(980 748)	18	s.o.
Remises contre versement en espèces	(891 604)	35	s.o.
Annulées/expirées	(230 510)	47	(590 398)
Solde au 30 septembre 2008	22 418 402	37 \$	825 221

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

Les variations du nombre d'options sur actions et de DPV en cours ont été les suivantes :

	DPV	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2007	3 659 450	44 \$
Octroyées	4 061 330	47
Levées	(139 680)	44
Annulées	(276 152)	47
Solde au 30 septembre 2008	7 304 948	46 \$

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

## 12. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Trimestres terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 septembre		30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
<b>Régimes de retraite :</b>				
<b>Régimes à prestations déterminées</b>				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	11 \$	10 \$	32 \$	30 \$
Intérêts débiteurs	23	22	70	66
Rendement prévu de l'actif des régimes	(28)	(27)	(83)	(83)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)	(4)	(4)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	12	11	36	33
	17	15	51	42
<b>Régimes à cotisations déterminées</b>				
	6	5	17	14
	23 \$	20 \$	68 \$	56 \$
<b>Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite :</b>				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	1 \$	1 \$	4 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	3	3	10	9
Amortissement de l'obligation transitoire	1	1	2	2
Amortissement des pertes actuarielles nettes	1	1	2	2
	6 \$	6 \$	18 \$	17 \$

La Société s'attend à cotiser 60 millions \$ à ses régimes de retraite en 2008.

## 13. GESTION DU CAPITAL

La stratégie de gestion du capital de la Société est conçue pour maintenir la vigueur et la flexibilité financières propres à soutenir une croissance rentable quelle que soit la conjoncture. Le capital de la Société comprend des capitaux empruntés, constitués de la dette à long terme, d'effets à court terme à payer et de capitaux propres. La Société évalue sa vigueur et sa flexibilité financières à l'aide de deux mesures clés : le ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, la mesure clé à court terme, et le ratio dette/dette plus les capitaux propres, la mesure clé à long terme. Ces deux mesures sont calculées comme suit :

	30 septembre 2008		31 décembre 2007	
Dette à long terme	4 096	\$	3 339	\$
Plus : tranche à court terme de la dette à long terme	2		2	
Total de la dette à long terme	4 098		3 341	
Plus : effets à court terme à payer	-		109	
<b>Dette (A)</b>	4 098	\$	3 450	\$
Capitaux propres	16 007		11 870	
<b>Dette plus les capitaux propres (B)</b>	20 105	\$	15 320	\$
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (C)<sup>1</sup></b>	4 591	\$	3 339	\$
<b>Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (A/C) (en nombre de fois)</b>	0,9		1,0	
<b>Ratio dette/dette plus les capitaux propres (A/B) (en pourcentage)</b>	20,4		22,5	

1 Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation correspondent à une moyenne mobile sur 12 mois.

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

### 13. GESTION DU CAPITAL (suite)

Au 30 septembre 2008, le ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se situait dans la fourchette cible de la Société d'au plus 2,0 fois. Le ratio dette/dette plus les capitaux propres se situait au-dessous de la fourchette cible de 25 % à 35 %, fournissant la flexibilité financière pour financer le programme de dépenses en immobilisations et les occasions de croissance rentable de la Société. La Société pourrait dépasser les fourchettes cibles pendant de courtes périodes mais en ayant toujours comme objectif de revenir à l'intérieur de ces fourchettes.

Les clauses restrictives associées aux divers arrangements bancaires de la Société relativement à la dette sont vérifiées régulièrement et des contrôles sont en place pour assurer la conformité à ces clauses. La Société a respecté toutes les clauses au cours du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2008.

La trésorerie de la Société est utilisée en priorité pour financer le programme de dépenses en immobilisations et les occasions de croissance rentable et ensuite pour remettre de l'argent aux actionnaires par le truchement de dividendes et d'un programme de rachat d'actions.

La Société revoit régulièrement sa stratégie en matière de dividende pour s'assurer que la politique de dividende est alignée sur les attentes des actionnaires et sur les objectifs financiers et de croissance. Conformément à cet objectif, le 23 juillet 2008, la Société a déclaré une hausse de 54 % de son dividende trimestriel, qui atteint désormais 0,20 \$/action et sera versé le 1<sup>er</sup> octobre 2008. En juin 2008, la Société a renouvelé son programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités pour la période du 22 juin 2008 au 21 juin 2009, ce qui autorise la Société à acheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions (note 10). En raison d'un programme d'investissement croissant, la Société s'attend à ce que les rachats d'actions soient moins importants cette année et au cours des années futures, comparativement à 2006 et à 2007.

La stratégie de gestion du capital de la Société reste inchangée par rapport à la période précédente.

### 14. RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS

#### Risques financiers

La Société est exposée à des risques financiers dans le cours normal de ses activités, dont les risques de marché découlant des fluctuations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change, ainsi que les risques liés au crédit et aux liquidités. La nature des risques financiers et la stratégie de gestion de ces risques par la Société ont peu changé par rapport à la période antérieure.

#### a) Risques de marché

La Société surveille les risques liés aux fluctuations du marché et peut utiliser des contrats dérivés pour gérer ces risques d'une manière qu'elle juge appropriée. La Société n'utilise pas de contrats dérivés à des fins spéculatives.

#### Risque lié aux prix des marchandises

La Société est exposée à un risque lié aux prix des marchandises du fait que les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel sont susceptibles d'avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ainsi que sur la valeur et le volume des réserves de la Société. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel fluctuent en fonction des variations de l'offre et de la demande, de l'incertitude du marché et de divers autres facteurs qui sont indépendants de la volonté de la Société.

Les marges que la Société réalise sur les produits raffinés sont aussi influencées par des facteurs tels que les fluctuations des prix du pétrole brut, en raison de l'incidence de ces fluctuations sur les coûts des charges d'alimentation des raffineries, sur les achats de produits raffinés à des tiers et sur la demande de produits pétroliers raffinés. La capacité de la Société de maintenir les marges sur les produits dans un contexte de coûts accrus des charges d'alimentation dépend de sa capacité de transmettre les coûts accrus aux clients. La Société conclut des contrats dérivés pour réduire le risque lié aux fluctuations des marges dans son secteur Aval, notamment les marges sur les ventes de produits à prix fixe, et aux fluctuations des prix à court terme à l'achat de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés étrangers et canadiens. Le risque lié aux fluctuations des marges est limité pour la Société. Par conséquent, la juste valeur des contrats dérivés en cours n'est pas importante.

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

14. RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée à un risque de taux d'intérêt, les variations des taux d'intérêt du marché ayant une incidence sur les passifs à taux d'intérêt fixe et sur les flux de trésorerie liés à la fois aux passifs à taux d'intérêt variable et aux emprunts futurs. Les effets, obligations et contrats de location-acquisition portent tous intérêt à taux fixe. Les montants prélevés en vertu des facilités de crédit consortiales et des facilités de crédit à vue portent intérêt à taux variable. La Société examine régulièrement la proportion relative de ses emprunts à taux variable par rapport à ses emprunts à taux fixe pour s'assurer qu'elle est conforme à ses objectifs financiers.

Risque de change

La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien tandis que le prix de référence du pétrole brut, l'un des principaux produits de la Société, est établi en dollars américains. C'est pourquoi les fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain peuvent avoir une incidence importante sur les produits, les achats de pétrole brut et de produits, les dépenses en immobilisations, la dette à long terme, les débiteurs, les créditeurs et les charges à payer connexes, ainsi que les engagements hors bilan de la Société.

La Société est également exposée au risque de change en raison de son secteur international autonome dont la monnaie fonctionnelle est différente de celle de la Société. Les gains et les pertes découlant de la conversion des instruments financiers dans le cadre du secteur international autonome en dollars canadiens sont présentés en tant qu'élément distinct faisant partie des autres éléments du résultat étendu dans l'état du résultat étendu consolidé.

La dette à long terme impayée de la Société libellée en dollars américains (note 9) atténue partiellement l'exposition aux fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain causée par les flux de trésorerie et autres instruments financiers connexes libellés en dollars américains.

En tout temps, la Société peut également détenir une somme importante de trésorerie et d'équivalents de trésorerie en dollars américains pour répondre aux besoins de capitaux ou de financement immédiats. Ces éléments peuvent accroître l'exposition au risque de change. Au 30 septembre 2008, la Société détient l'équivalent d'environ 645 millions \$ US en trésorerie et équivalent de trésorerie.

(b) Risque de crédit

La Société est exposée au risque de crédit associé aux capacités des contreparties de respecter leurs obligations envers la Société. La Société gère ce risque en établissant des principes et des limites relatifs au crédit, qui sont appliqués au moment de la sélection des contreparties. La Société s'assure qu'elle ne s'expose pas au risque de crédit de façon importante et qu'aucun client ne représente plus de 10 % des produits d'exploitation consolidés de la Société pour n'importe quelle période.

Au 30 septembre 2008, l'exposition maximale de la Société au risque de crédit correspondait à la valeur comptable de ses actifs financiers inscrits au bilan consolidé. La Société a constitué des provisions suffisantes pour pertes prévues afin de couvrir le risque de crédit associé à tous les actifs financiers, y compris les débiteurs non constatés en vertu du programme de titrisation. Ces provisions ne sont pas importantes.

(c) Risque de liquidité

La Société est exposée à un risque de liquidité découlant de l'incapacité éventuelle de générer ou d'obtenir suffisamment de trésorerie ou d'équivalents de trésorerie en temps opportun et de façon économique pour régler ses passifs financiers à mesure qu'ils arrivent à échéance. La Société gère le risque de liquidité en établissement des prévisions de flux de trésorerie de façon à déterminer les besoins de financement, en maintenant des facilités de crédit engagées et à vue et en maintenant un accès à du financement additionnel à des taux concurrentiels par l'intermédiaire des marchés des capitaux et d'institutions financières ayant des cotes de solvabilité élevées. Tout titre d'emprunt émis par la Société est géré conformément à des profils précis sur le plan de la liquidité et de l'échéance.

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

14. RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS *(suite)*

La capacité et la flexibilité financières de la Société n'ont pas été touchées de façon significative par les récents bouleversements sur les marchés financiers en raison de la capacité de la Société de continuer de générer des flux de trésorerie solides, de ses soldes de trésorerie existants, ses importantes facilités de crédit et du fait qu'elle n'a pas de besoins de refinancement à court terme. En 2009 et par la suite, il est probable que des dépenses liées aux grands projets futurs entraînent 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 et que le levier financier additionnel sera géré en vertu de la stratégie de gestion des investissements de la Société (note 13).

**Instruments financiers**

À l'exclusion des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition, qui sont comptabilisés en tant que dette à long terme, la juste valeur des instruments financiers est égale à la valeur comptable ou s'en rapproche. La juste valeur des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition était de 3 608 millions \$ au 30 septembre 2008 (2 500 millions \$ au 31 décembre 2007), comparativement à une valeur comptable de 4 098 millions \$ au 30 septembre 2008 (2 346 millions \$ au 31 décembre 2007). Les justes valeurs des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition sont fondées sur les valeurs de marché cotées pour des instruments dont les échéances et les risques sont similaires.