

2008

Rapport trimestriel



Le 29 avril 2008

(also published in English)

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 29 avril 2008, est présenté aux pages 1 à 23 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour les trois mois terminés le 31 mars 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 29 avril 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) SEC Guide 7 for Oilsands Mining
Réserves non prouvées, probables et possibles	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 Geologist (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.

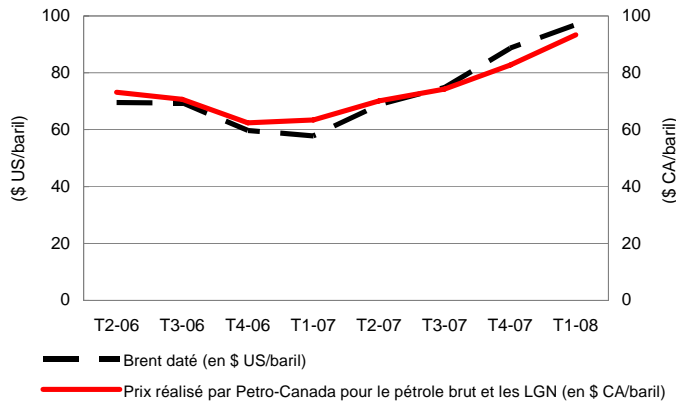
Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce rapport trimestriel sont déclarés en date du 31 décembre 2007.

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 21.

AMONT

Pétrole brut



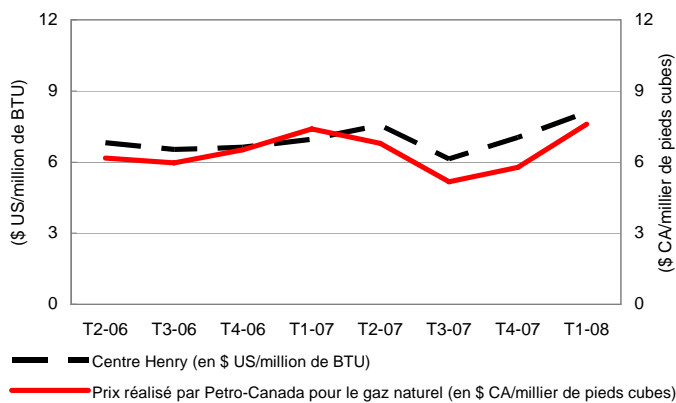
Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 96,90 \$ US/baril au premier trimestre de 2008, en hausse de près de 68 % par rapport à 57,75 \$ US/baril au premier trimestre de 2007. Les facteurs géopolitiques combinés à la spéculation ont mené à des prix élevés records pour le pétrole durant le trimestre.

Durant le premier trimestre de 2008, le taux de change du dollar canadien a été en moyenne de 1,00 \$ US, en hausse par rapport à environ 0,85 \$ US au premier trimestre de 2007.

Par conséquent, le prix en dollars canadiens réalisé par Petro-Canada à l'échelle de la Société pour le pétrole brut et les LGN a été en moyenne de 93,38 \$/baril au premier trimestre de 2008, en hausse de 48 % par rapport à 62,98 \$/baril au premier trimestre de 2007.

Au premier trimestre de 2008, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a augmenté pour atteindre 15,77 \$ US/baril, comparativement à 12,39 \$ US/baril au premier trimestre de 2007. Ayant reflété les écarts internationaux grandissants, l'écart, au Canada, entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a augmenté pour atteindre 21,61 \$/baril au premier trimestre de 2008, comparativement à 18,16 \$/baril au premier trimestre de 2007.

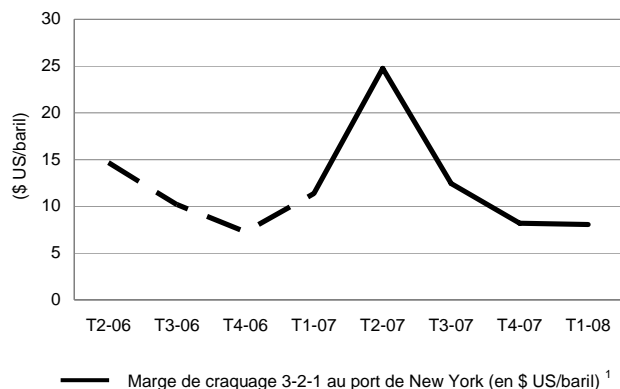
Gaz naturel



Les prix nord-américains du gaz naturel au centre Henry ont été plus élevés au premier trimestre de 2008 qu'au premier trimestre de 2007, en raison de conditions météorologiques plus froides. Au premier trimestre de 2008, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 8,09 \$ US/million de BTU, en hausse de 16 % par rapport à 6,96 \$ US/million de BTU au premier trimestre de 2007. Cependant, la hausse des prix du gaz naturel au centre Henry a été contrebalancée par la forte appréciation du dollar canadien durant le premier trimestre de 2008.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour la production de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 7,51 \$/millier de pi³ au premier trimestre de 2008, en hausse de 2 % par rapport à 7,39 \$/millier de pi³ au premier trimestre de 2007.

AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ont été en moyenne de 8,06 \$ US/baril au premier trimestre de 2008, en baisse de 28 % par rapport à une moyenne de 11,25 \$ US/baril au premier trimestre de 2007. Les faibles marges de craquage pour l'essence ont plus que contrebalancé les gains découlant des fortes marges sur le mazout de chauffage comparativement au premier trimestre de 2007. Les marges de craquage élevées sur le mazout de chauffage ont été dues en partie aux températures plus froides qu'au premier trimestre de 2007.

- 1 Le 1^{er} 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 :

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	96,90	57,75
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	97,90	58,16
Écart de prix FAB Brent daté/Maya (en \$ US/baril)	15,77	12,39
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	98,08	67,79
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (WCS) (en \$ CA/baril)	21,61	18,16
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	8,09	6,96
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	7,44	7,77
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	8,06	11,25
Taux de change (en cents US/\$ CA)	99,6	85,4
Prix réalisés moyens		
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	93,38	62,98
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	7,59	7,32

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 ^{1, 2}	Variation (+)	Incidence sur le bénéfice net annuel <i>(en millions de dollars)</i>	Incidence sur le bénéfice net annuel <i>(en \$/action)</i> ³
Amont			
Prix réalisé pour le pétrole et les LGN ⁴	1,00 \$/baril	52 \$	0,11 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi ³	30	0,06
Taux de change : \$ US/\$ CA – fait référence à l'incidence sur le bénéfice net lié aux activités d'amont ⁵	0,01 \$	(40)	(0,08)
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 barils/j	10	0,02
Production de gaz naturel	10 millions de pi ³ /j	7	0,01
Aval			
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 les écarts de prix entre les bruts ⁶	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 ³	(11)	(0,02)
Bitume – pourcentage du prix du pétrole brut Maya	1 %	2	–
Mazout lourd – pourcentage du prix du pétrole brut WTI	1 %	2	–
Société			
Taux de change : \$ US/\$ CA – fait référence à l'incidence sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains ⁷	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 comparativement 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. D'ici la fin de 2008, la Société prévoit mener à terme le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton en vue d'y traiter une charge d'alimentation moins coûteuse à base de bitume de sables pétrolifères et prendre des décisions d'investissement définitives au sujet du projet de mine et d'usine de valorisation Fort Hills et du projet de cokéur à Montréal. La Société et ses partenaires planifient aussi de faire avancer les projets d'amont suivants : l'agrandissement de l'installation *in situ* de MacKay River, la mise en valeur des extensions du champ White Rose au large de la côte Est du Canada, le projet gazier Ebla en Syrie et la mise en valeur des concessions en Libye. La Société s'attend à ce que la production augmente à nouveau de façon considérable lorsque ces grands projets entreront en service. Ces projets devraient accroître de façon importante le bénéfice et les flux de trésorerie.

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

Priorités stratégiques	Progrès au cours du trimestre
<p>RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS À LONG TERME DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons poursuivi la construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, qui était achevé à 79 % à la fin du premier trimestre de 2008 et qui progresse comme prévu en vue d'un démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008 • nous avons achevé les études d'ingénierie et de conception préliminaires, pris une décision d'investissement définitive et attribué le contrat d'ingénierie-approvisionnement-construction (IAC) pour le projet gazier Ebla en Syrie • nous avons obtenu l'approbation réglementaire pour le projet d'agrandissement de MacKay River, représentant une capacité de 40 000 barils/j • nous avons foré deux découvertes de gaz naturel, une dans les avant-monts de l'Alaska et l'autre au large de Trinité-et-Tobago
<p>FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons atteint un taux de fiabilité des installations de 87 % à Terra Nova • nous avons maintenu un taux de fiabilité d'environ 99 % aux installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada • nous avons exploité MacKay River à un taux de fiabilité de 94 % • nous avons enregistré un indice de fiabilité combiné de 99 aux trois installations de production du secteur Aval • nous avons accru les ventes des dépanneurs de 6 % et les ventes des établissements comparables de 4 %, comparativement au premier trimestre de 2007
<p>MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons terminé le trimestre avec un niveau d'endettement correspondant à 18,9 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 0,9 fois • nous avons déposé un prospectus préalable de base permettant à la Société d'accéder à des emprunts d'au plus 4 milliards \$ US • nous avons porté les facilités de crédit consenties consortiales de la Société de 2,2 milliards \$ à environ 3,6 milliards \$
<p>CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nous avons connu une fréquence totale des blessures consignées (FTBC) de 1,03 au premier trimestre de 2008, comparativement à 0,89 à la même période de 2007, en raison du nombre accru de blessures chez les entrepreneurs • nous avons réalisé une analyse des écarts en matière de sécurité des procédés et déterminé des domaines prioritaires pour l'amélioration des pratiques courantes • nous avons lancé une formation en ligne à l'échelle de toute la Société sur la Gestion globale des pertes (GGP)

JALONS STRATÉGIQUES

T2 2008

T3 2008

T4 2008

- début de l'audience réglementaire au sujet de la demande relative à l'usine de valorisation pour le projet Fort Hills dans le comté de Sturgeon
- ratification finale prévue de l'accord de mise en valeur des concessions en Libye
- approbations réglementaires prévues pour la mise en valeur de la portion North Amethyst des extensions de White Rose
- prise d'une décision d'investissement définitive au sujet d'un cokeur de 25 000 barils/j à la raffinerie de Montréal, sous réserve de la résolution du conflit de travail
- obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet de la demande de modification du plan de mine pour Fort Hills
- achèvement et démarrage du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton
- obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet de l'usine de valorisation pour le projet Fort Hills dans le comté de Sturgeon
- prise d'une décision d'investissement définitive au sujet du projet intégré de mine et d'usine de valorisation Fort Hills

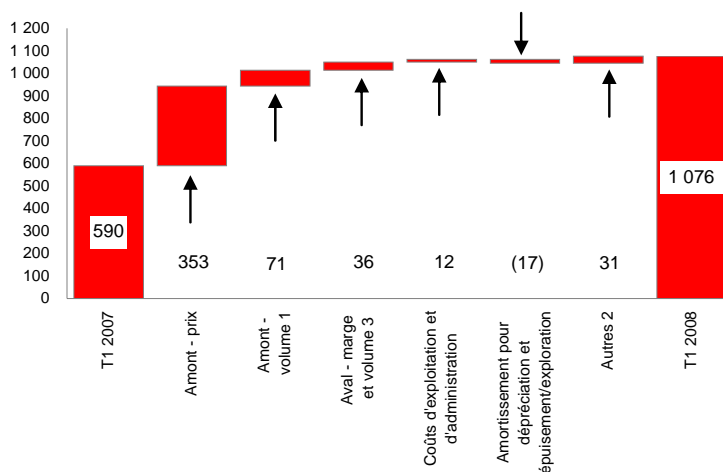
ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 1^{ER} TRIMESTRE 2008 COMPARATIVEMENT AU 1^{ER} TRIMESTRE 2007

Bénéfice net

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

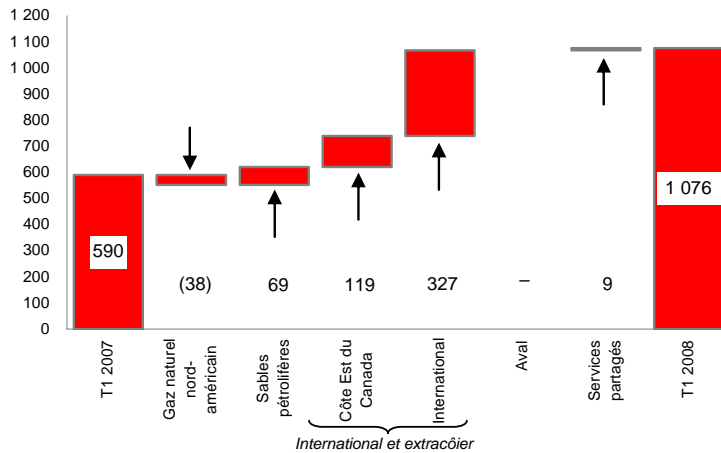


Le bénéfice net a augmenté pour atteindre 1 076 millions \$ (2,22 \$/action) au premier trimestre de 2008, comparativement à 590 millions \$ (1,19 \$/action) au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus du pétrole brut et du gaz naturel, la production d'amont plus élevée, les marges et les volumes³ accrus du secteur Aval et les autres charges plus faibles ont contribué au bénéfice net accru au premier trimestre. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

- 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.
- 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.
- Les marges et les volumes du secteur Aval ont reflété l'incidence positive sur les marges réalisées des coûts croissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS.

Bénéfice net par segment

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice net sur une base sectorielle a augmenté de 82 % pour atteindre 1 076 millions \$ au premier trimestre de 2008, comparativement à 590 millions \$ au premier trimestre de 2007. Le bénéfice net accru au premier trimestre a reflété le bénéfice net plus élevé des secteurs International, Côte Est du Canada et Sables pétrolifères, combiné aux coûts plus bas des Services partagés. Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice net plus faible du secteur Gaz naturel nord-américain.

Au cours du premier trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été de 1 435 millions \$ (2,96 \$/action), en hausse par rapport à 1 166 millions \$ (2,35 \$/action) au même trimestre de 2007. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a reflété principalement le bénéfice net plus élevé.

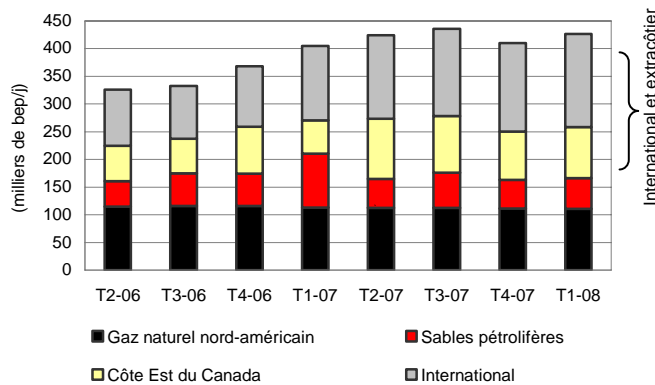
Information financière trimestrielle

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trois mois terminés les							
	31 mars 2008	31 déc. 2007	30 sept. 2007	30 juin 2007	31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006	30 juin 2006
Total des produits	6 586 \$	5 434 \$	5 497 \$	5 478 \$	4 841 \$	4 550 \$	5 201 \$	4 730 \$
Bénéfice net	1 076 \$	522 \$	776 \$	845 \$	590 \$	384 \$	678 \$	472 \$
Par action – de base	2,22	1,08	1,59	1,71	1,19	0,77	1,36	0,93
– dilué	2,20	1,07	1,58	1,70	1,18	0,76	1,34	0,92

AMONT

Production

Petro-Canada convertit les volumes de gaz naturel en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pieds cubes (pi³) de gaz naturel pour un baril de pétrole. Les volumes de production présentés font référence à la participation directe nette avant redevances, à moins d'indication contraire.



Au premier trimestre de 2008, la production s'est chiffrée en moyenne à 427 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada, en hausse par rapport à 405 000 bep/j nets au même trimestre de 2007. Les volumes accrus ont reflété la production plus forte du secteur International, contrebalancée en partie par la production plus faible des secteurs Côte Est du Canada et Sables pétrolifères et l'épuisement de la production dans le secteur Gaz naturel nord-américain.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Au premier trimestre de 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont terminé les activités de forage de sept puits d'un programme qui en prévoit jusqu'à 17 durant l'exercice. Deux des puits (Gubik-3 dans les avant-monts de l'Alaska et Sancoche dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago) ont été complétés en tant que découvertes de gaz naturel. La Société et ses partenaires réaliseront d'autres travaux d'évaluation avant de considérer des options de mise en valeur. Au large de Trinité-et-Tobago, le puits d'évaluation Cassra-2 a confirmé des ressources éventuelles de l'ordre de 0,6 billion de pi³ à 1,3 billion de pi³ pour la découverte Cassra-1. 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, le puits Maria dans le secteur britannique de la mer du Nord s'est avéré une découverte non commerciale et deux puits (Kwijika aux Territoires du Nord-Ouest et Gemini dans le secteur britannique de la mer du Nord) étaient secs et ont été abandonnés.

Gaz naturel nord-américain

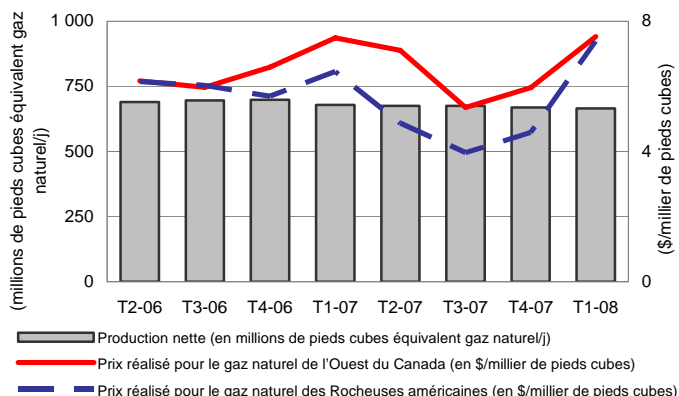
Les installations du secteur Gaz naturel nord-américain ont continué de fonctionner de façon fiable au premier trimestre de 2008, ce qui a permis au secteur de tirer parti des prix accrus du gaz naturel.

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008		2007	
Bénéfice net	74	\$	112	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	199	\$	159	\$

Le secteur Gaz naturel nord-américain a réalisé un bénéfice net de 74 millions \$ au premier trimestre de 2008, comparativement à un bénéfice net de 112 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les volumes moindres et les coûts d'exploitation accrus ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés plus élevés et les frais d'exploration plus bas.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 comprend une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 24 millions \$ après impôts pour les coûts de développement de projet cumulés relativement à l'installation de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) proposée à Gros-Cacouna, au Québec, projet qui a été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL. Le bénéfice net au premier trimestre de 2007 incluait un gain de 40 millions \$ à la vente des actifs Brazeau et West Pembina.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



Au premier trimestre de 2008, la production du secteur Gaz naturel nord-américain a affiché un repli de 2 % par rapport à la même période de 2007. La production plus faible a reflété les baisses prévues liées à l'épuisement naturel dans l'Ouest du Canada, contrebalancées en partie par la production accrue de gaz naturel dans les Rocheuses américaines.

Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines au premier trimestre de 2008 ont affiché des augmentations de 1 % et de 14 %, respectivement, par rapport au même trimestre de 2007, suivant les tendances des prix du marché.

	Premier trimestre 2008		Premier trimestre 2007	
Production nette (en millions de pi ³ équivalent gaz naturel/j) ¹				
Ouest du Canada	561		608	
Rocheuses américaines	104		71	
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	665		679	
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi ³) ¹	7,53	\$	7,49	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi ³) ¹	7,38	\$	6,45	\$

1 Des renseignements sur la production de pétrole brut et de LGN du secteur Gaz naturel nord-américain, y compris les prix réalisés moyens pour ces marchandises, sont présentés aux pages 20 et 21 respectivement.

Les usines à gaz et installations exploitées par Petro-Canada dans l'Ouest du Canada ont enregistré un taux de fiabilité d'environ 99 % au premier trimestre de 2008. La Société a mené à bien son programme de forage hivernal en Amérique du Nord, dans le cadre duquel un total brut de 97 puits d'exploration et de développement ont été forés.

Révisions planifiées

La Société planifie un certain nombre de révisions à ses installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada au deuxième trimestre de 2008. L'incidence cumulative de ces révisions sur la production au deuxième trimestre de 2008 devrait être une diminution d'environ 15 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j.

Sables pétrolifères

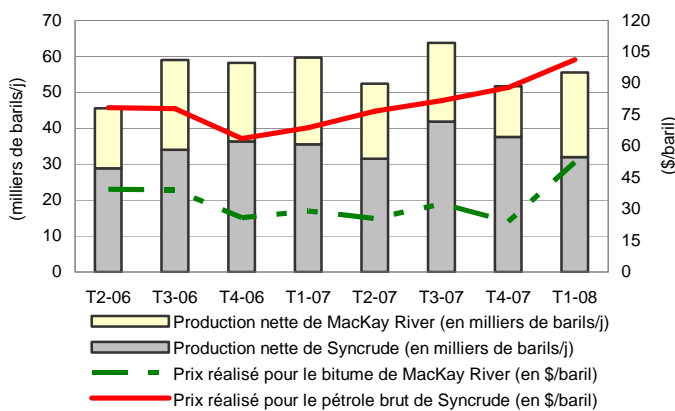
Bien que des conditions météorologiques hivernales rigoureuses aient réduit la production au premier trimestre de 2008, les résultats financiers ont été solides en raison des prix réalisés plus élevés pour le pétrole brut et le bitume.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008		2007	
Bénéfice net ¹	112	\$	43	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	166	\$	69	\$

1 Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont augmenté le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007.

Le secteur Sables pétrolifères a réalisé un bénéfice net de 112 millions \$ au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport à 43 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés, combinés à la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et aux frais d'exploration plus bas, ont été contrebalancés en partie par les volumes plus faibles et les coûts d'exploitation accrus. La hausse des coûts d'exploitation a reflété les problèmes de fonctionnement dus au temps froid à Syncrude et le nettoyage du séparateur haute température (SHT) à MacKay River.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production à Syncrude a affiché une baisse de 10 % au premier trimestre de 2008, par rapport au premier trimestre de 2007, ce qui a reflété les rudes conditions hivernales. Les prix réalisés à Syncrude ont affiché une hausse de 47 % au premier trimestre de 2008, par rapport au premier trimestre de 2007.

La production à MacKay River a affiché un recul de 3 % au premier trimestre de 2008, par rapport à la même période de 2007, en raison de travaux de maintenance préventive et de réparation portant sur du matériel de traitement. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont affiché une hausse de 80 % au premier trimestre de 2008, par rapport au premier trimestre de 2007, en raison des prix accrus du pétrole WTI.

	Premier trimestre 2008		Premier trimestre 2007	
Production nette <i>(en barils/j)</i>				
Syncrude	32 000		35 500	
MacKay River	23 500		24 200	
Production totale nette – Sables pétrolifères	55 500		59 700	
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude <i>(en \$/baril)</i>	101,27	\$	68,79	\$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River <i>(en \$/baril)</i>	52,43	\$	29,08	\$

En janvier 2008, Syncrude a suspendu la totalité de la production de l'installation à la suite du blocage de nombreux instruments dû aux conditions météorologiques extrêmement froides. Une production partielle a repris trois jours plus tard.

Au premier trimestre de 2008, la production à MacKay River a continué d'augmenter de façon soutenue par rapport à son niveau du quatrième trimestre de 2007. La production accrue a reflété les réparations apportées au collecteur de vapeur endommagé et le nettoyage du SHT vers la fin du quatrième trimestre de 2007. Le deuxième SHT a été nettoyé au

premier trimestre de 2008. La fiabilité à MacKay River s'est maintenue en moyenne à 94 % au premier trimestre de 2008 et la production s'est chiffrée en moyenne à 25 000 barils/j en mars 2008 tandis que la production de l'installation continuait d'augmenter.

Projet Fort Hills

La première phase planifiée du projet Fort Hills devrait fournir une 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). La production de bitume devrait débuter au quatrième trimestre de 2011 et la production de pétrole brut synthétique à l'usine de valorisation Sturgeon, au deuxième trimestre de 2012. L'estimation préliminaire des coûts d'investissement pour les éléments mine et usine de valorisation de la première phase du projet Fort Hills est de 14,1 milliards \$ bruts (8,5 milliards \$ nets). Le projet est actuellement à l'étape des études d'ingénierie et de conception préliminaires. Ces études devraient s'achever au troisième trimestre de 2008 et on disposera alors d'une estimation de coût définitive sur laquelle s'appuiera la décision d'investissement définitive au sujet du projet.

Petro-Canada et ses partenaires dans le projet Fort Hills ont commandé du matériel à long délai d'approvisionnement tel que des ballons de coke, des colonnes de fractionnement, des réacteurs, des concasseurs et broyeurs, des pelles à câble et des camions de transport de 400 tonnes. La date de l'audience réglementaire pour le projet d'usine de valorisation Sturgeon est prévue en juin 2008. De plus, les partenaires s'attendent à obtenir l'approbation d'une demande d'amendement au plan de mine approuvé, qui incorpore des améliorations déterminées dans le cadre du processus d'optimisation du plan de mine, au troisième trimestre de 2008.

Le 10 mars 2008, le gouvernement fédéral a publié une mise à jour sur le cadre réglementaire relatif aux émissions industrielles de gaz à effet de serre (GES). Les détails et la date d'entrée en vigueur de la réglementation ne sont pas encore connus.

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 40 000 barils/j de l'installation *in situ* MacKay River. 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 associées à l'utilisation d'entrepreneurs en IAC étrangers. Une décision d'investissement définitive devrait être prise au premier trimestre de 2009.

Révisions planifiées

Une révision planifiée d'une durée de 45 jours du cokeur 8-1 à Syncrude a débuté le 3 avril 2008 et se poursuit. Une révision majeure d'une durée de deux semaines est planifiée à MacKay River pour le début de mai 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 de son accord de redevances existant, qui doit normalement prendre fin en 2016.

International et extracôtier

Côte Est du Canada

Les approbations réglementaires et gouvernementales relativement à la portion North Amethyst du projet de mise en valeur des extensions de White Rose ont été obtenues en avril 2008.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Bénéfice net ¹	375	\$ 256
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	485	\$ 481

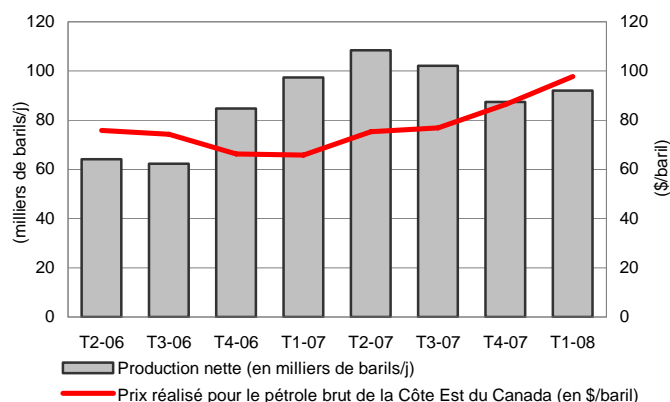
¹ Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont réduit le bénéfice net de 6 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 23 millions \$ avant impôts (16 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007.

Le secteur Côte Est du Canada a réalisé un bénéfice net de 375 millions \$ au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport à 256 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés, les volumes accrus à Hibernia et les coûts d'exploitation, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de même que les frais d'exploration moins élevés ont été contrebalancés en partie par la production moindre à White Rose et à Terra Nova et les paiements

de redevances plus élevés.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 incluait des indemnités d'assurance de 29 millions \$ liées à Terra Nova.

Production et prix – Côte Est du Canada



Au premier trimestre de 2008, la production du secteur Côte Est du Canada a affiché une diminution de 5 % par rapport à la même période de 2007. Les volumes à White Rose ont été plus faibles, en raison du devancement de la révision de maintenance planifiée qui a eu lieu au premier trimestre de 2008 plutôt qu'au troisième trimestre de 2008, et la production à Terra Nova a affiché une légère baisse. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production plus élevée à Hibernia, en raison de l'incidence positive de reconditionnements de puits et d'une fiabilité élevée. La production à Hibernia au premier trimestre de 2007 a reflété l'incidence d'une révision de maintenance. La production d'Hibernia durant le reste de 2008 devrait refléter l'épuisement naturel prévu du champ et l'accroissement de la production d'eau.

Les prix réalisés pour le pétrole dans le secteur Côte Est du Canada au premier trimestre ont affiché une hausse de 49 % par rapport au premier trimestre de 2007.

	Premier trimestre 2008	Premier trimestre 2007
Production nette (en barils/j)		
Terra Nova	40 100	41 100
Hibernia	26 600	22 100
White Rose	25 400	34 100
Production totale nette – Côte Est du Canada	92 100	97 300
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (en \$/baril)	97,70 \$	65,76 \$

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité de 87 % au premier trimestre de 2008. La performance de la tête d'injection du NPSD Terra Nova est demeurée inchangée au premier trimestre de 2008. Des plans sont en cours d'élaboration pour la réparation ou le remplacement de la tête d'injection si la performance venait à se détériorer.

Durant le premier trimestre de 2008, la production à White Rose a été réduite en raison du blocage d'un séparateur. La révision de deux semaines planifiée pour 2008 a été devancée au premier trimestre, afin que l'on puisse nettoyer l'obstruction du séparateur et réaliser d'autres travaux de maintenance planifiés. La révision planifiée s'est achevée en février et la production est revenue à des niveaux d'exploitation normaux.

Révisions planifiées

Terra Nova devrait entreprendre sa révision de maintenance planifiée de 16 jours au milieu de juin 2008. Aucune activité de révision majeure n'est planifiée pour White Rose ou Hibernia au deuxième trimestre 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 conception détaillée est en cours. Les partenaires s'attendent à reprendre le forage à partir de l'excavation de North Amethyst au quatrième trimestre de 2008. North Amethyst est la première de trois extensions à venir s'ajouter au champ White Rose original. La production de pétrole à North Amethyst devrait débuter vers la fin de 2009 ou au début de 2010.

Redevances du secteur Côte Est du Canada

Au premier trimestre de 2008, les redevances du secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 22 % des produits d'exploitation bruts, comparativement à 10 % au premier trimestre de 2007. Les faibles redevances payées au premier trimestre de 2007 sont dues principalement au fait que les coûts de la révision de Terra Nova en 2006 sont venus contrebalancer les produits d'exploitation bruts. La production à Terra Nova a été assujettie à des redevances de niveau I

de 30 % des produits d'exploitation nets. La production à White Rose a été assujettie à une redevance de niveau I de 20 % des produits d'exploitation nets durant le premier trimestre de 2008. La redevance de niveau II à White Rose, qui représente une redevance additionnelle égale à 10 % des produits d'exploitation nets, a été déclenchée à la fin du premier trimestre de 2008. Les redevances au premier trimestre de 2007 avaient été plus faibles étant donné que la production de White Rose était assujettie à des redevances de base de 1 % des produits d'exploitation bruts. La production d'Hibernia a continué d'être assujettie à des redevances de base de 5 % des produits d'exploitation bruts.

Autres développements

Au premier trimestre de 2008, Petro-Canada, Husky Energy et StatoilHydro ont conclu un accord de partage relativement à l'appareil de forage semi-submersible pour environnement rigoureux Henry Goodrich. Grâce à la signature de cet accord, la Société a l'occasion de participer au forage des zones productives possibles Primrose et North Mara et de forer deux puits de développement additionnels à Terra Nova entre 2008 et 2010.

International

Le secteur International a connu un trimestre solide sur le plan financier grâce à une production accrue et aux prix réalisés plus élevés. De plus, les études d'ingénierie et de conception préliminaires ont été menées à terme, la décision d'investissement définitive a été prise et le contrat d'IAC a été octroyé pour le projet gazier Ebla en Syrie au premier trimestre de 2008.

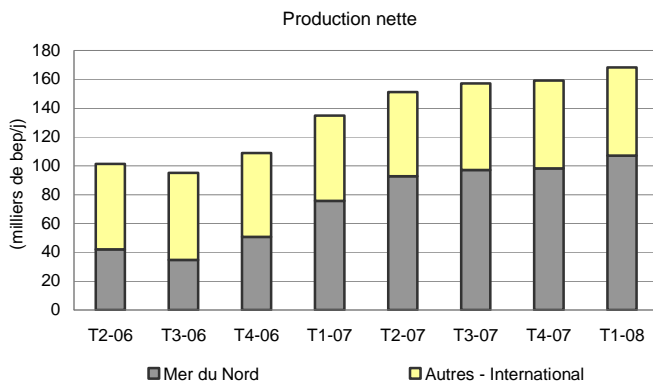
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008		2007	
Bénéfice net ^{1, 2}	336	\$	9	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	506	\$	277	\$

- 1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté le bénéfice net de 34 millions \$ avant impôts (25 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 45 millions \$ avant impôts (28 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007.
- 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^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2010.

Au premier trimestre de 2008, le secteur International a réalisé un bénéfice net de 336 millions \$, comparativement à 9 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus, les volumes de production plus importants et les coûts d'exploitation plus bas, combinés aux avantages d'avoir dénoué les contrats dérivés associés à Buzzard au quatrième trimestre de 2007, ont été contrebalancés en partie par les frais d'exploration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés. La hausse des frais d'exploration s'explique en partie par la radiation partielle de puits à Trinité-et-Tobago et les puits non fructueux forés dans le secteur britannique de la mer du Nord. La charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée tient surtout à la production accrue en mer du Nord.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2007 incluait une perte non réalisée de 60 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et des indemnités d'assurance de 5 millions \$ liées à l'incendie à la plateforme Scott.

Production et prix – Secteur international



La production du secteur International a affiché une augmentation de 25 % au premier trimestre de 2008, par rapport au premier trimestre de 2007.

Au premier trimestre de 2008, la production en mer du Nord a affiché une augmentation de 41 %, reflétant l'augmentation du taux de production à Buzzard. Ces ajouts ont été contrebalancés en partie par les baisses prévues liées à l'épuisement naturel. La production des régions Autres – International a légèrement augmenté au premier trimestre de 2008, par rapport au premier trimestre de 2007.

	Premier trimestre 2008		Premier trimestre 2007	
Production nette (en bep/j)				
Secteur britannique de la mer du Nord	84 300		50 200	
Secteur néerlandais de la mer du Nord	22 800		<u>25 600</u>	
Mer du Nord	107 100		75 800	
Autres – International	61 100		<u>59 000</u>	
Production totale nette – International	168 200		134 800	
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/baril)	95,90	\$	66,67	\$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	7,99	\$	7,00	\$

Les prix réalisés pour le pétrole brut et les LGN provenant des activités du secteur International ont affiché une augmentation de 44 % au premier trimestre de 2008, par rapport à la même période de 2007. Les prix réalisés pour le gaz naturel ont affiché une hausse de 14 % au premier 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 environ 212 700 bep/j bruts (63 600 bep/j nets) à partir de 11 puits de production au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport au même trimestre de 2007. Le système de transport Frigg, qui achemine la production de gaz naturel de Buzzard vers le marché, doit faire l'objet d'un arrêt de maintenance planifié en juin 2008. La plateforme de forage autoélévatrice de Buzzard devrait subir une révision et une nouvelle certification en même temps. Ces activités de maintenance planifiées ne devraient pas avoir d'incidence importante sur la production pour l'exercice. 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 soufre plus élevée que prévu qui seront produits par certains puits à Buzzard.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, l'installation De Ruyter exploitée par Petro-Canada a continué de donner un bon rendement, fournissant une production de 24 400 bep/j bruts (13 200 bep/j nets) au premier trimestre de 2008.

Au premier trimestre de 2008, la Société s'est vu octroyer quatre licences de production additionnelles dans le cadre de la ronde de 2007 des *Awards in Predefined Areas* (APA) en Norvège. En janvier 2008, la Société a abandonné la licence PL365 obtenue dans le cadre de la ronde 2005 des APA. Petro-Canada est l'exploitant de cinq des 17 licences qu'elle détient en Norvège.

Autres – International

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 49 800 bep/j au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport à 46 500 bep/j au même trimestre de 2007 en raison du rendement amélioré de la production des champs En Naga et Ghani. L'acquisition de données sismiques 2D et 3D dans le bloc 137, situé dans le bassin Sirte en Libye, a débuté au premier trimestre de 2008.

La production de gaz naturel au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 68 millions de pi³/j au premier trimestre de 2008, en baisse par rapport à 75 millions de pi³/j au premier trimestre de 2007, ce qui a reflété la capacité contractuelle réduite au terminal d'Atlantic LNG.

Projet gazier Ebla en Syrie

Au premier trimestre de 2008, Petro-Canada a mené à bien les études d'ingénierie et de conception préliminaires relatives au projet Ebla, pris la décision d'investissement définitive et attribué le contrat d'IAC à prix forfaitaire pour l'usine à gaz et les installations de collecte de gaz à Petrofac. Petrofac a en outre acquis une participation directe de 10 % dans le projet, ce qui réduit à 90 % la participation directe de Petro-Canada dans le projet gazier Ebla. Le forage du premier puits de développement a démarré en février 2008 et le forage se poursuit. Au terme des travaux, le projet gazier Ebla devrait produire 80 millions de pi³/j de gaz naturel et les installations devraient entrer en production en 2010.

Mise en valeur des concessions en Libye

En décembre 2007, Petro-Canada a signé des protocoles d'accord avec la National Oil Company (NOC) en Libye pour convertir ses accords de participation existants et d'anciens accords de partage de l'exploration et de la production (EPSA) en six nouveaux accords EPSA IV. En vertu des nouveaux accords de 30 ans, Petro-Canada paiera 50 % de tous les coûts en capital de développement et obtiendra a priori le droit à une part de 12 % de la production. La Société estime qu'il existe des ressources éventuelles et prospectives brutes de près de deux milliards de barils de pétrole associées au programme de remise en valeur. Au moment de la ratification finale par le gouvernement des nouveaux accords EPSA IV, la Société paiera aussi une prime de signature de 1 milliard \$ US.

En vertu de cet accord Petro-Canada pourra procéder conjointement avec la NOC à la conception et à la mise en œuvre des programmes de remise en valeur des champs importants et des programmes d'exploration dans le bassin Sirte. Les

concessions de Petro-Canada en Libye produisent actuellement 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 dans la région de Sirte, 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.

AVAL

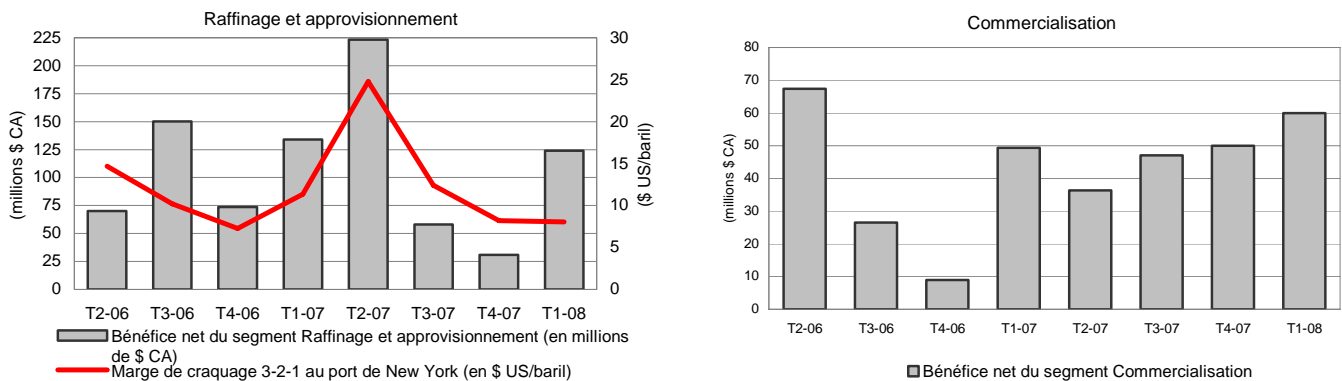
Le secteur Aval a connu des opérations fiables et accru les volumes de ventes au détail et de lubrifiants à plus grande valeur ajoutée au premier trimestre de 2008.

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008		2007	
Bénéfice net	184	\$	184	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	(16)	\$	214	\$

1 Au premier trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont servi à augmenter les stocks à la raffinerie d'Edmonton en vue de soutenir les activités de maintenance prévues et la demande saisonnière.

Le secteur Aval a réalisé un bénéfice net de 184 millions \$ au premier trimestre de 2008, inchangé par rapport à 184 millions \$ au même trimestre de 2007. Le bénéfice net a reflété l'incidence positive des coûts croissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS, les rendements en produits améliorés dans les raffineries et les marges de craquage accrues pour les distillats. Ces facteurs ont été contrebalancés par les marges de craquage réduites pour l'essence, les marges réalisées plus faibles sur les lubrifiants, produits pétrochimiques et bitumes, les coûts d'exploitation accrus et les incidences négatives des taux de change sur les marges de craquage. Les coûts d'exploitation plus élevés au premier trimestre de 2008, comparativement à la même période un an plus tôt, s'expliquent notamment par les coûts accrus des activités de révision et de maintenance planifiées en raison du devancement d'une partie de la révision planifiée à la raffinerie de Montréal au premier trimestre de 2008, l'ajout de coûts environnementaux pour tenir compte de la taxe verte au Québec et des éléments non récurrents.

Bénéfice net du secteur Aval



	Premier trimestre 2008		Premier trimestre 2007	
Bénéfice net du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	124	\$	134	\$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	8,06	\$	11,25	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago (en \$ US/baril)	7,04	\$	11,89	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle (en \$ US/baril)	9,53	\$	20,11	\$
Bénéfice net du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	60	\$	50	\$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été de 8,06 \$ US/baril au premier trimestre de 2008, en baisse par rapport à 11,25 \$ US/baril au premier trimestre de 2007. L'écart moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 15,77 \$ US/baril au premier trimestre de 2008, comparativement à 12,39 \$ US/baril au premier trimestre de 2007.

Au premier trimestre de 2008, les ventes totales de produits pétroliers raffinés sont demeurées relativement inchangées, à

4,7 milliards de litres, par rapport à la même période l'an dernier. Les volumes de ventes au détail et de lubrifiants ont augmenté, tandis que les volumes à plus faibles marges dans les circuits de vente en gros et dans le segment Raffinage et approvisionnement ont diminué.

Le segment Raffinage et approvisionnement a réalisé un bénéfice net de 124 millions \$ au premier trimestre de 2008, en baisse par rapport à 134 millions \$ au même trimestre de 2007. Les résultats ont reflété les marges de craquage réduites pour l'essence, les marges plus faibles sur les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les bitumes, les incidences négatives des taux de change et les coûts d'exploitation plus élevés. Les coûts d'exploitation accrus au premier trimestre de 2008, par rapport à la même période un an plus tôt, ont reflété les coûts plus élevés des activités de révision et de maintenance en raison du devancement d'une partie de la révision planifiée à la raffinerie de Montréal au premier trimestre de 2008, l'ajout de coûts environnementaux pour tenir compte de la taxe verte du Québec et à des éléments non récurrents. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence positive des coûts croissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS, les rendements en produits améliorés dans les raffineries et les marges de craquage plus favorables pour les distillats.

Le segment Commercialisation a réalisé un bénéfice net de 60 millions \$ au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport à 50 millions \$ à la même période de 2007. Au premier trimestre de 2008, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues sur les carburants et les volumes de ventes plus élevés, contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus.

Activité de révision dans le secteur Aval

Aucune révision majeure n'est planifiée aux installations d'aval de la Société au deuxième trimestre de 2008; cependant, en août, la raffinerie d'Edmonton devrait entreprendre sa révision planifiée d'une durée de deux mois pour le raccordement du projet de conversion de raffinerie (PCR) et des travaux de maintenance courante portant sur d'autres unités au sein de la raffinerie. Les coûts de la révision devraient être d'environ 20 millions \$ après impôts. Des parties de la raffinerie continueront de fonctionner selon des conditions modifiées afin de limiter le manque à gagner dans la production de produits légers. On prévoit que la production pendant cette révision planifiée d'une durée de 62 jours correspondra à environ 30 % des niveaux habituels. Cela signifie que la marge de raffinage sera maintenue sur ce volume, tandis que la marge de commercialisation sera conservée sur la totalité du volume des ventes. La Société a l'intention d'atténuer l'incidence de la production perdue sur les clients en ayant recours à ses stocks, en concluant des échanges à terme et en achetant des volumes additionnels de produits finis.

Projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton

À la raffinerie d'Edmonton, la Société investit dans la conversion de l'installation afin de pouvoir utiliser des charges d'alimentation provenant de sables pétrolifères. Le projet de conversion de raffinerie 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 premier trimestre de 2008, Petro-Canada avait achevé 79 % de la construction et le projet entre actuellement en phase de démobilisation progressive. Environ 94 % des coûts de projet estimés à 2,2 milliards \$ avaient été engagés au 31 mars 2008. La mise en service du projet devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2008.

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

Le 1^{er} janvier 2008, Petro-Canada a adopté la méthode du premier entré, premier sorti (PEPS) pour l'évaluation de ses stocks de pétrole brut et de produits raffinés. Le changement est dû au fait que la méthode 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^{er} 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 reflètent 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)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Perte nette	(5) \$	(14) \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	95 \$	(34) \$

Les Services partagés et éliminations ont réalisé une perte nette de 5 millions \$ au premier trimestre de 2008, comparativement à une perte nette de 14 millions \$ à la même période de 2007. La diminution de la perte nette par rapport au premier trimestre de 2007 s'explique par un recouvrement lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, contrebalancé en partie par une perte à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères. Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 incluait un recouvrement de 68 millions \$ lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et une perte de 48 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères, comparativement à un recouvrement de 8 millions \$ et à un gain de 16 millions \$, respectivement, au premier trimestre de 2007.

Les intérêts débiteurs ont été de 48 millions \$ avant impôts au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport à 42 millions \$ au premier trimestre de l'exercice précédent. La Société a capitalisé 13 millions \$ d'intérêts débiteurs au cours du trimestre, comparativement à 6 millions \$ au premier 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 diminution d'environ 1 million \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation durant le trimestre, comparativement à une augmentation de 10 millions \$ à la même période l'an dernier. Le 1^{er} 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.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 435 \$	1 166 \$
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :		
Activités d'investissement	(970)	(710)
Activités de financement	(434)	(148)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	31	308
Trésorerie et équivalents de trésorerie	262 \$	807 \$

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 31 mars 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 18,9 % au 31 mars 2008, au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	31 mars 2008	31 décembre 2007	31 mars 2007
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en nombre de fois)	0,9	1,0	0,7
Dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)	18,9	22,5	20,1

Activités d'exploitation

En excluant la trésorerie et les équivalents de trésorerie, la tranche à court terme de la dette à long terme et les effets à court terme à payer, le fonds de roulement excédentaire lié à l'exploitation était de 608 millions \$ à la fin du premier trimestre de 2008, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 565 millions \$ au 31 décembre 2007. Le fonds de roulement excédentaire tient principalement à l'adoption de la méthode PEPS pour l'évaluation des stocks dans le secteur Aval, dont l'effet a été d'accroître les stocks de 812 millions \$.

Activités d'investissement

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Amont		
Gaz naturel nord-américain	167	\$ 205
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	178	90
Côte Est du Canada	38	38
International	251	157
	634	490
Aval		
Raffinage et approvisionnement	352	205
Ventes et marketing	23	14
Lubrifiants	3	2
	378	221
Services partagés	4	5
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	1 016	716
Autres actifs	-	17
Total	1 016	\$ 733

Activités de financement

Au premier trimestre de 2008, Petro-Canada a augmenté le montant de ses facilités de crédit engagées consortiales, qui sont passées de 2 200 millions \$ à 3 570 millions \$. Au 31 mars 2008, les facilités de crédit à vue bilatérales disponibles de la Société totalisaient 1 519 millions \$. Un montant total de 970 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des acceptations bancaires, des prêts au taux interbancaire offert à Londres (TIOL), des lettres de crédit et la couverture de découvert. Au 31 mars 2008, il y avait pour 300 millions \$ d'acceptations bancaires en cours en vertu des facilités de crédit consortiales et pour 431 millions \$ d'acceptations bancaires et de prêts au TIOL en vertu des facilités de crédit à vue bilatérales. 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 31 mars 2008.

Le 31 mars 2008, Petro-Canada a déposé un prospectus préalable de base pour l'offre d'au plus 4 milliards \$ US en titres d'emprunt après des commissions des valeurs mobilières ou de l'organisme de réglementation équivalent dans toutes les provinces et tous les territoires au Canada. Le 1^{er} avril 2008, le même document a été déposé auprès de la SEC. Grâce à ces dépôts, Petro-Canada aura la flexibilité d'émettre des titres d'emprunts en une ou plusieurs tranches au cours des 25 prochains mois.

Au 31 mars 2008, les titres d'emprunts non garantis à long terme de la Société étaient cotés Baa2 par Moody's Investors Service, BBB par Standard & Poor's et A (bas) par Dominion Bond Rating Service. Les cotes de crédit attribuées à la dette à long terme de la Société demeurent inchangées par rapport à la fin de l'exercice 2007.

En 2008 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 qui devrait augmenter au fil du temps 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. Le programme actuel d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de Petro-Canada, qui se prolonge jusqu'au 21 juin 2008, autorise la Société à acheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions.

Au premier trimestre de 2008, la Société n'a racheté aucune de ses actions, comparativement à 2,0 millions d'actions rachetées au premier trimestre de 2007. 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 \$

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 31 mars 2008 étaient de 32,2 milliards \$, essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2007.

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'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 31 mars 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.

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 31 mars 2008, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 483,6 millions et il était de 484,0 millions en moyenne au premier trimestre de 2008, comparativement à 495,8 millions d'actions ordinaires en circulation au 31 mars 2007 et à un nombre moyen de 497,0 millions d'actions ordinaires en circulation durant le trimestre terminé le 31 mars 2007.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le mardi 29 avril 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 à <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> le 29 avril 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 3255820#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après sa conclusion.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AMONT
31 mars 2008

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Avant redevances		
Production de pétrole brut et de LGN, nette (<i>en milliers de barils/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain ¹	13,1	12,4
Sables pétrolifères	55,5	59,7
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	92,1	97,3
International		
Mer du Nord	97,4	64,5
Autres – International	49,8	46,5
	307,9	280,4
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (<i>en millions de pi³/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain ¹	586	605
International		
Mer du Nord	58	68
Autres – International	68	75
	712	748
Production totale, nette avant redevances (<i>en milliers de bep/j</i>) ²	427	405
Après redevances		
Production de pétrole brut et de LGN, nette (<i>en milliers de barils/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain ¹	10,0	9,5
Sables pétrolifères	50,6	55,2
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	72,1	87,2
International		
Mer du Nord	97,4	64,5
Autres – International	45,8	41,3
	275,9	257,7
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (<i>en millions de pi³/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain ¹	466	477
International		
Mer du Nord	58	68
Autres – International	68	75
	592	620
Production totale, nette après redevances (<i>en milliers de bep/j</i>) ²	375	361

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

2 Les volumes de gaz naturel sont convertis selon un taux de 6 000 pi³ de gaz naturel pour un baril de pétrole.

PRIX MOYENS RÉALISÉS – AMONT
31 mars 2008

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Pétrole brut et LGN (<i>en \$/baril</i>) ¹		
Gaz naturel nord-américain	89,23	58,04
Sables pétrolifères	80,61	52,69
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	97,70	65,76
International		
Mer du Nord	94,31	66,67
Autres – International	99,13	66,68
Total – pétrole brut et LGN	93,38	62,98
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>) ¹		
Gaz naturel nord-américain	7,51	7,39
International		
Mer du Nord	10,77	8,56
Autres – International	4,95	4,89
Total – gaz naturel	7,59	7,32

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

TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS
31 mars 2008

<i>(en pourcentage du produit des ventes)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Gaz naturel nord-américain	21 %	21 %
Sables pétrolifères	9 %	8 %
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	22 %	10 %
International		
Mer du Nord	–	–
Autres – International	7 %	9 %
Total	12 %	11 %

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AVAL
31 mars 2008

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Ventes de produits pétroliers (<i>en milliers de m³/j</i>)		
Essence		
Est du Canada	12,8	13,2
Ouest du Canada	10,8	9,6
	23,6	22,8
Distillats		
Est du Canada	8,9	10,0
Ouest du Canada	10,8	12,7
	19,7	22,7
Divers, dont les produits pétrochimiques	8,9	7,5
Total – ventes de produits pétroliers	52,2	53,0
Pétrole brut traité par Petro-Canada (<i>en milliers de m³/j</i>)		
Est du Canada	19,7	19,4
Ouest du Canada	21,1	19,5
Total – pétrole brut traité par Petro-Canada	40,8	38,9
Utilisation moyenne des raffineries (<i>en pourcentage</i>)	101	96
Bénéfice net après impôts du secteur Aval (<i>en cents/litre</i>)	3,9	3,8

PRIX MOYENS RÉALISÉS – AVAL
31 mars 2008

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Prix à la rampe (<i>en cents canadiens/litre</i>)		
Essence		
Est du Canada	70,82	58,48
Ouest du Canada	70,15	56,93
Distillats		
Est du Canada	81,62	59,55
Ouest du Canada	80,61	64,48
Prix à la pompe (<i>en cents canadiens/litre, à l'exclusion des taxes</i>)		
Essence		
Est du Canada	76,23	59,94
Ouest du Canada	80,02	68,11

DONNÉES SUR LES ACTIONS

31 mars 2008

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (<i>en millions</i>)	484,0	497,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (<i>en millions</i>)	488,0	502,0
Bénéfice net	2,22	1,19
– de base (<i>en \$/action</i>)		
– dilué (<i>en \$/action</i>)	2,20	1,18
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (<i>en \$/action</i>)	2,96	2,35
Dividendes (<i>en \$/action</i>)	0,13	0,13
Bourse de Toronto :		
Cours des actions ¹ – haut	55,35	47,56
– bas	42,77	41,02
– clôture aux 31 mars	44,72	45,15
Actions négociées (<i>en millions</i>)	155,9	163,3
Bourse de New York :		
Cours des actions ² – haut	55,99	40,03
– bas	41,95	34,91
– clôture aux 31 mars	43,41	39,21
Actions négociées (<i>en millions</i>)	86,0	43,9

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

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

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

31 mars 2008

(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008		2007	
Bénéfice net (perte nette)				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	74	\$	112	\$
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	112		43	
Côte Est du Canada	375		256	
International	336		9	
Aval	184		184	
Services partagés	(5)		(14)	
Bénéfice net	1 076	\$	590	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 435	\$	1 166	\$
Capital investi moyen				
Amont	9 103	\$	8 040	\$
Aval	5 862		4 437	
Services partagés	275		429	
Total – Société	15 240	\$	12 906	\$
Rendement du capital investi (<i>en pourcentage</i>)				
Amont	28,4		21,5	
Aval	10,7		13,1	
Total – Société	21,9		17,3	
Rendement des capitaux propres (<i>en pourcentage</i>)	26,2		21,1	
Dette	3 176	\$	2 751	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	262	\$	807	\$
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (<i>en nombre de fois</i>)	0,9		0,7	
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (<i>en pourcentage</i>)	18,9		20,1	

RÉSULTATS CONSOLIDÉS (non vérifié)
Pour les périodes terminées le 31 mars
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Produits		
Exploitation	6 617 \$	4 867 \$
Revenus (charges) de placement et autres (note 4)	(31)	(26)
	6 586	4 841
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 963	2 308
Exploitation, commercialisation et administration	843	827
Exploration	143	142
Amortissement pour dépréciation et épuisement	523	441
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	55	(17)
Intérêts	48	42
	4 575	3 743
Bénéfices avant impôts	2 011	1 098
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	844	491
Futurs	91	17
	935	508
Bénéfice net	1 076 \$	590 \$
Bénéfice par action (note 5)		
De base	2,22 \$	1,19 \$
Dilué	2,20 \$	1,18 \$

RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ (non vérifié)
Pour les périodes terminées le 31 mars
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Bénéfice net	1 076 \$	590 \$
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôt		
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	207	7
Résultat étendu	1 283 \$	597 \$

Voir les notes complémentaires

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS *(non vérifié)***Pour les périodes terminées le 31 mars***(en millions de dollars canadiens)*

Trois mois terminés les 31 mars

	2008	2007
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 076 \$	590 \$
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :		
Amortissement pour dépréciation et épuisement	523	441
Impôts futurs	91	17
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	19	17
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	55	(17)
Gain à la vente d'actifs <i>(note 4)</i>	(4)	(62)
Pertes non réalisées sur les contrats dérivés associés à Buzzard <i>(note 4)</i>	-	88
Autres	11	-
Frais d'exploration	81	92
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(417)	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 435	1 166
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(1 016)	(716)
Produit de la vente d'actifs	12	82
Augmentation des autres actifs	-	(17)
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	34	(59)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(970)	(710)
Activités de financement		
Augmentation des effets à court terme à payer <i>(note 6)</i>	322	-
Remboursement de la dette à long terme <i>(note 6)</i>	(696)	(2)
Produit de l'émission d'actions ordinaires <i>(note 7)</i>	3	6
Achat d'actions d'ordinaires <i>(note 7)</i>	-	(87)
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)	(65)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(434)	(148)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	31	308
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	231	499
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	262 \$	807 \$

Voir les notes complémentaires

BILAN CONSOLIDÉ (non vérifié)**Au 31 mars 2008**

(en millions de dollars canadiens)

	31 mars 2008		31 décembre 2007	
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalent de trésorerie	262	\$	231	\$
Débiteurs	2 608		1 973	
Impôts à recouvrer	-		280	
Stocks (note 3)	1 856		668	
Impôts futurs	24		26	
	4 750		3 178	
Immobilisations corporelles, montant net	20 145		19 497	
Écart d'acquisition	809		731	
Autres actifs	425		446	
	26 129		23 852	\$
Passifs et capitaux propres				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	3 802	\$	3 512	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	78		-	
Effets à court terme à payer (note 6)	431		109	
Tranche à court terme de la dette à long terme	2		2	
	4 313		3 623	
Dette à long terme (note 6)				
Autres passifs	2 743		3 339	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	683		717	
Impôts futurs (note 3)	1 267		1 234	
	3 474		3 069	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 7)	1 368		1 365	
Surplus d'apport (note 7)	24		24	
Bénéfices non répartis	12 261		10 692	
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Écart de conversion de devises étrangères	(4)		(211)	
	13 649		11 870	
	26 129	\$	23 852	\$

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 31 mars**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008		2007	
Bénéfices non répartis au début de la période	10 692	\$	8 565	\$
Incidence cumulative de l'adoption de nouvelles normes comptables (note 3)	556		-	
Bénéfice net	1 076		590	
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)		(65)	
Bénéfices non répartis à la fin de la période	12 261	\$	9 090	\$

Voir les notes complémentaires

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifié)

(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATIONS SECTORIELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS

Trois mois terminés le 31 mars

	Mont															
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Éliminations ⁴		Total consolidé	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Produits																
Ventes aux clients	430 \$	349 \$	345 \$	166 \$	682 \$	601 \$	1 394 \$	664 \$	3 766 \$	3 087 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	6 617 \$	4 867 \$
Revenus (charges) de placement et autres ¹	3	61	2	(2)	1	-	(31)	(90)	(8)	(3)	2	8	-	-	(31)	(26)
Ventes intersectorielles	99	85	297	222	204	129	-	-	4	4	-	-	(604)	(440)	-	-
Produits sectoriels	532	495	644	386	887	730	1 363	574	3 762	3 088	2	8	(604)	(440)	6 586	4 841
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ²	93	41	248	130	188	176	-	-	2 439	1 958	-	-	(5)	3	2 963	2 308
Opérations intersectorielles	2	2	8	4	2	2	-	-	592	432	-	-	(604)	(440)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	128	124	204	131	57	59	130	162	404	352	(80)	(1)	-	-	843	827
Exploration	50	56	5	19	-	4	88	63	-	-	-	-	-	-	143	142
Amortissement pour dépréciation et épuisement	154	108	27	39	97	103	170	118	75	69	-	4	-	-	523	441
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55	(17)	-	-	55	(17)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48	42	-	-	48	42
	427	331	492	323	344	344	388	343	3 510	2 811	23	28	(609)	(437)	4 575	3 743
Bénéfice (perte) avant impôts	105	164	152	63	543	386	975	231	252	277	(21)	(20)	5	(3)	2 011	1 098
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	27	61	15	6	177	138	647	258	23	56	(47)	(27)	2	(1)	844	491
Futurs	4	(9)	25	14	(9)	(8)	(8)	(36)	45	37	34	19	-	-	91	17
	31	52	40	20	168	130	639	222	68	93	(13)	(8)	2	(1)	935	508
Bénéfice net (perte nette)	74 \$	112 \$	112 \$	43 \$	375 \$	256 \$	336 \$	9 \$	184 \$	184 \$	(8) \$	(12) \$	3 \$	(2) \$	1 076 \$	590 \$
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration³	167 \$	205 \$	178 \$	90 \$	38 \$	38 \$	251 \$	157 \$	378 \$	221 \$	4 \$	5 \$	- \$	- \$	1 016 \$	716 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	199 \$	159 \$	166 \$	69 \$	485 \$	481 \$	506 \$	277 \$	(16) \$	214 \$	95 \$	(34) \$	- \$	- \$	1 435 \$	1 166 \$
Total de l'actif	4 179 \$	4 121 \$	3 936 \$	2 967 \$	2 352 \$	2 327 \$	6 058 \$	6 220 \$	9 677 \$	6 894 \$	37 \$	523 \$	(110) \$	(2) \$	26 129 \$	23 050 \$

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 trois mois terminés le 31 mars 2008 (88 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 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 13 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 (6 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007).

4 Éliminations s'entend des ventes entre secteurs comptabilisées aux prix de cession, en fonction des prix courants du marché, et des profits 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 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

Le 1^{er} 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 10).

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^{er} 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 11).

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

4. REVENUS (CHARGES) DE PLACEMENT ET AUTRES

Les revenus (charges) de placement et autres pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 comprenaient des pertes de change de 22 millions \$ et des pertes sur des contrats dérivés du secteur Aval de 13 millions \$, contrebalancées en partie par des gains nets à la vente d'actifs de 4 millions \$. Pour les trois mois terminés le 31 mars 2007, les revenus (charges) de placement et autres comprenaient des pertes non réalisées de 88 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard, contrebalancées en partie par des gains nets à la ventes d'actifs de 62 millions \$.

5. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

(en millions)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	484,0	497,0
Effet des options sur actions dilutives	4,0	5,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	488,0	502,0

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

6. DETTE À LONG TERME

	Échéance	31 mars 2008		31 décembre 2007	
Obligations et effets					
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	601	\$	577	\$
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	260		248	
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	247		237	
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	278		267	
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	306		294	
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	407		391	
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	288		275	
Facilités de crédit consortiales	2012	300		995	
Contrats de location-acquisition	2008-2022	58		57	
		2 745		3 341	
Tranche à court terme		(2)		(2)	
		2 743	\$	3 339	\$

Au 31 mars 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 2012, et des facilités de crédit à vue bilatérales renouvelables de 1 519 millions \$ (1 500 millions \$ au 31 décembre 2007). Au 31 mars 2008, un montant total de 970 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des acceptations bancaires, des prêts au taux interbancaire offert à Londres (TIOL), des lettres de crédit et la couverture de découvert.

Au 31 mars 2008, la Société avait prélevé sur ses facilités de crédit consortiales un montant de 300 millions \$ (995 millions \$ au 31 décembre 2007) sous la forme d'acceptations bancaires en dollars canadiens et sur ses facilités de crédit à vue, des montants de 363 millions \$ (109 millions \$ au 31 décembre 2007) et de 68 millions \$ (néant \$ au 31 décembre 2007) sous la forme d'acceptations bancaires en dollars canadiens et de prêts au TIOL, respectivement. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur les acceptations bancaires en cours a été de 4,11 % pour les facilités de crédit consortiales et de 4,15 % pour les facilités de crédit à vue. Le taux d'intérêt moyen pondéré pour les prêts au TIOL a été de 5,14 %. Ces taux d'intérêt sont fixes en vertu de l'échéance des acceptations bancaires et des prêts au TIOL qui est de 30 jours ou moins.

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^{er} avril 2008, le même prospectus a été déposé auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Aucun titre d'emprunt n'a été émis à ce jour.

7. 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'actionariat des employés	180 633	3	-
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	-	-	-
Solde au 31 mars 2008	483 639 752	1 368	24

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

7. CAPITAUX PROPRES *suite*

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 2007 en vue de racheter un maximum de 25 millions de ses actions ordinaires en circulation au cours de la période allant du 22 juin 2007 au 21 juin 2008, sous réserve de certaines conditions. Au cours des trois mois terminés le 31 mars 2008, la Société n'a pas racheté d'actions ordinaires. Pour les trois mois terminés le 31 mars 2007, la Société a racheté 2 000 000 d'actions ordinaires pour un coût total de 87 millions \$. L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions rachetées a été comptabilisé comme une réduction de 81 millions \$ du surplus d'apport.

8. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Le recouvrement total enregistré au titre de la rémunération à base d'actions a été de 97 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 (14 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007).

(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	3 452 700	47	237 288
Levées contre actions ordinaires	(180 633)	17	s.o.
Remises contre versement en espèces	(90 625)	31	s.o.
Annulées/expirées	(35 360)	46	(584 139)
Solde au 31 mars 2008	24 181 146	36	819 193

(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	3 912 480	47
Levées	(11 255)	44
Annulées	(63 754)	46
Solde au 31 mars 2008	7 496 921	46

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

9. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008		2007	
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coûts pour l'employeur des services rendus de l'exercice	11	\$	10	\$
Intérêts débiteurs	23		22	
Rendement prévu de l'actif des régimes	(28)		(28)	
Amortissement de l'actif transitoire	(1)		(1)	
Amortissement des pertes actuarielles nettes	12		11	
	17		14	
Régimes à cotisations déterminées	5		4	
	22	\$	18	\$
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :				
Coûts pour l'employeur des services rendus de l'exercice	1	\$	1	\$
Intérêts débiteurs	3		3	
Amortissement de l'obligation transitoire	1		1	
Amortissement des pertes actuarielles nettes	1		1	
	6	\$	6	\$

La Société s'attend à verser des cotisations de 58 millions \$ à ses régimes de retraite en 2008.

10. GESTION DU CAPITAL

La stratégie de gestion du capital de la Société est conçue pour maintenir la capacité et la flexibilité financières propres à soutenir une croissance rentable quelle que soit la conjoncture. Le capital de la Société comprend les capitaux empruntés, constitués de la dette à long terme et des effets à court terme à payer, et les capitaux propres. La Société évalue sa capacité 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. Les deux mesures sont calculées comme suit :

	31 mars 2008		31 décembre 2007	
Dette à long terme (tranche à long terme)	2 743	\$	3 339	\$
Plus : tranche à court terme de la dette à long terme	2		2	
Total de la dette à long terme	2 745		3 341	
Plus : effets à court terme à payer	431		109	
Dette (A)	3 176	\$	3 450	\$
Capitaux propres	13 649		11 870	
Dette plus les capitaux propres (B)	16 825	\$	15 320	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (C)¹	3 608	\$	3 339	\$
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (A/C) (en nombre de fois)	0,9		1,0	
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (A/B) (en pourcentage)	18,9		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)

10. GESTION DU CAPITAL *suite*

Au 31 mars 2008, le ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se situait dans la fourchette cible de la Société d'au plus deux 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 les ramener 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 des trois mois terminés le 31 mars 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. 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 2007 au 21 juin 2008, ce qui autorise la Société à acheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions (note 7). En raison d'un programme d'investissement croissant, la Société s'attend à ce que les rachats d'actions soient moins importants 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.

11. 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 de ses réserves. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel fluctuent en fonction des variations de l'offre et de la demande de pétrole brut et de gaz naturel, de l'incertitude sur le 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)

11. 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. Tous les montants prélevés en vertu des facilités de crédit consortiales et à vue bilatérales et toutes les obligations en vertu du programme de titrisation 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

Étant donné que les prix des marchandises sont exprimés principalement en dollars américains, les produits, les achats de pétrole brut et de produits, les débiteurs, créiteurs et charges à payer connexes, ainsi que les engagements hors bilan de la Société sont touchés par le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Ces débiteurs, créiteurs et charges à payer libellés en dollars américains représentent une partie importante du montant total des débiteurs, créiteurs et charges à payer de la Société.

La majeure partie du risque de change provient de la dette à long terme de la Société, dont la plus grande partie est sous la forme d'obligations et d'effets libellés en dollars américains. Ce risque atténue le risque de taux de change lié aux produits libellés en dollars américains.

La presque totalité de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de la Société est libellée en dollars canadiens.

Le secteur International de la Société, de même que les activités de son secteur Gaz naturel nord-américain dans les Rocheuses américaines, exposent la Société aux fluctuations des taux de change des devises étrangères, surtout le dollar américain.

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 % de ses produits consolidés durant une période donnée.

Au 31 mars 2008, l'exposition maximale de la Société au risque de crédit correspondait à la valeur comptable de ses actifs financiers inscrits au bilan consolidé et de 480 millions \$ de débiteurs en circulation vendus dans le cadre du programme de titrisation de la Société et non constatés dans le 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 titrisés non constatés. 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.

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 2 571 millions \$ au 31 mars 2008 (2 500 millions \$ au 31 décembre 2007), comparativement à une valeur comptable de 2 445 millions \$ (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.