

2008

Rapport trimestriel



Le 24 juillet 2008

(also published in English)

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 24 juillet 2008, est présenté aux pages 1 à 25 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 et le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 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 24 juillet 2008 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révise. 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 pour un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits.

Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que Petro-Canada utilise actuellement :

Définitions que Petro-Canada utilise	Référence
Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel (comprenant à la fois les réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur)	Définition des réserves de la SEC (Accounting Rules Regulation S-X 210.4-10, Financial Accounting Standards Board (FASB) No. 69 des États-Unis)
Réserves non prouvées, probables et possibles	SEC Guide 7 for Oilsands Mining Autorités canadiennes en valeurs mobilières : Canadian Oil and Gas Evaluation (COGE) Handbook, Vol. 1 Section 5 préparé par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM)
Ressources éventuelles et prospectives	Petroleum Resources Management System : définitions de la Society of Petroleum Engineers, de la SPEE, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologists (approuvées en mars 2007) Autorités canadiennes en valeurs mobilières : COGE Handbook Vol. 1 Section 5

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

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

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

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

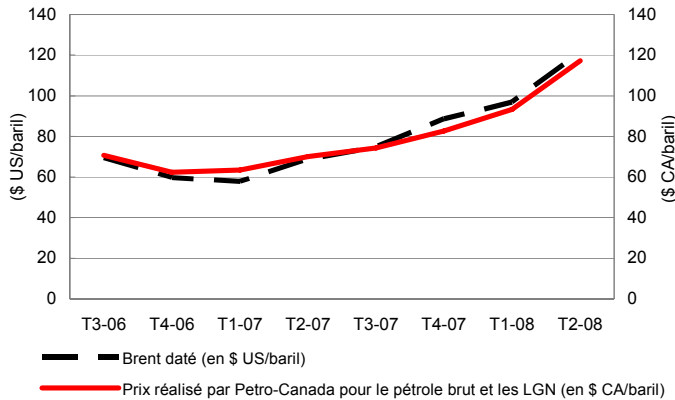
Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce rapport trimestriel sont déclarés en date du 31 décembre 2007.

CONJONCTURE

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

AMONT

Pétrole brut



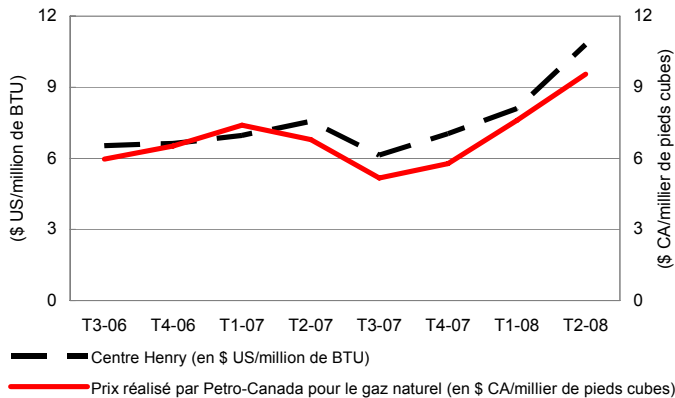
Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 121,38 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008, en hausse de 77 % par rapport à 68,76 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007. Les craintes que la demande mondiale de pétrole croisse plus vite que l'offre, combinées aux tensions géopolitiques et à la spéculation, ont fait monter les prix du pétrole à des niveaux records durant le trimestre.

Durant le deuxième trimestre de 2008, le taux de change moyen du dollar canadien a été de 0,99 \$ US, en hausse par rapport à 0,91 \$ US au deuxième trimestre de 2007.

Par conséquent, les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada à l'échelle de la Société pour le pétrole brut et les LGN ont augmenté de 67 %, passant de 70,14 \$/baril au deuxième trimestre de 2007 à 117,22 \$/baril au deuxième trimestre de 2008.

Au deuxième trimestre de 2008, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a augmenté pour atteindre 18,38 \$ US/baril, comparativement à 13,45 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007. Au Canada, l'écart de prix entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a augmenté pour atteindre 23,20 \$/baril au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 22,12 \$/baril au deuxième trimestre de 2007.

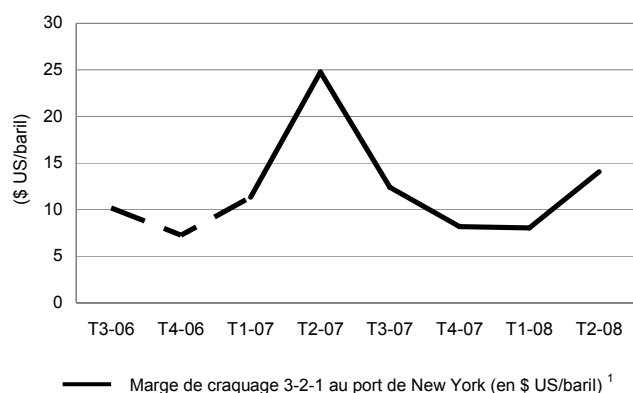
Gaz naturel



Les prix nord-américains du gaz naturel au centre Henry ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2008 qu'au deuxième trimestre de 2007, en raison de l'augmentation des prix du mazout et des volumes injectés en stockage inférieurs à la moyenne. Au deuxième trimestre de 2008, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 10,80 \$ US/million de BTU, en hausse de 43 % par rapport à 7,56 \$ US/million de BTU au deuxième trimestre de 2007. La hausse des prix du gaz naturel au centre Henry a été contrebalancée en partie par la forte appréciation du dollar canadien par rapport au deuxième trimestre de 2007.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour la production de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 9,64 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2008, en hausse de 40 % par rapport à 6,87 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2007.

AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ont été en moyenne de 14,09 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008, en baisse de 43 % par rapport à une moyenne de 24,76 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007. Les marges plus faibles pour l'essence sont dues à une combinaison de facteurs, soit le fléchissement de la demande, la pénétration de l'éthanol et les débits accrus des raffineries visant à tirer parti de marges accrues pour le carburant diesel. Les marges pour le mazout de chauffage ont été très fortes comparativement au deuxième trimestre de 2007, en raison de la demande mondiale de distillats, surtout de carburant diesel, qui continue d'augmenter.

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 :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	121,38	68,76	109,14	63,26
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	123,98	65,03	110,94	61,60
Écart de prix FAB Brent daté/Maya (en \$ US/baril)	18,38	13,45	17,08	12,92
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	126,72	72,24	112,40	70,01
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (WCS) (en \$ CA/baril)	23,20	22,12	22,40	20,14
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	10,80	7,56	9,44	7,26
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	9,75	7,69	8,59	7,73
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	14,09	24,76	11,07	18,01
Taux de change (en cents US/\$ CA)	99,0	91,1	99,3	88,1
Prix réalisés moyens				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	117,22	70,14	104,67	66,73
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	9,55	6,79	8,56	7,06

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		Incidence sur le bénéfice net annuel	
		(en millions de dollars)		(en \$/action) 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

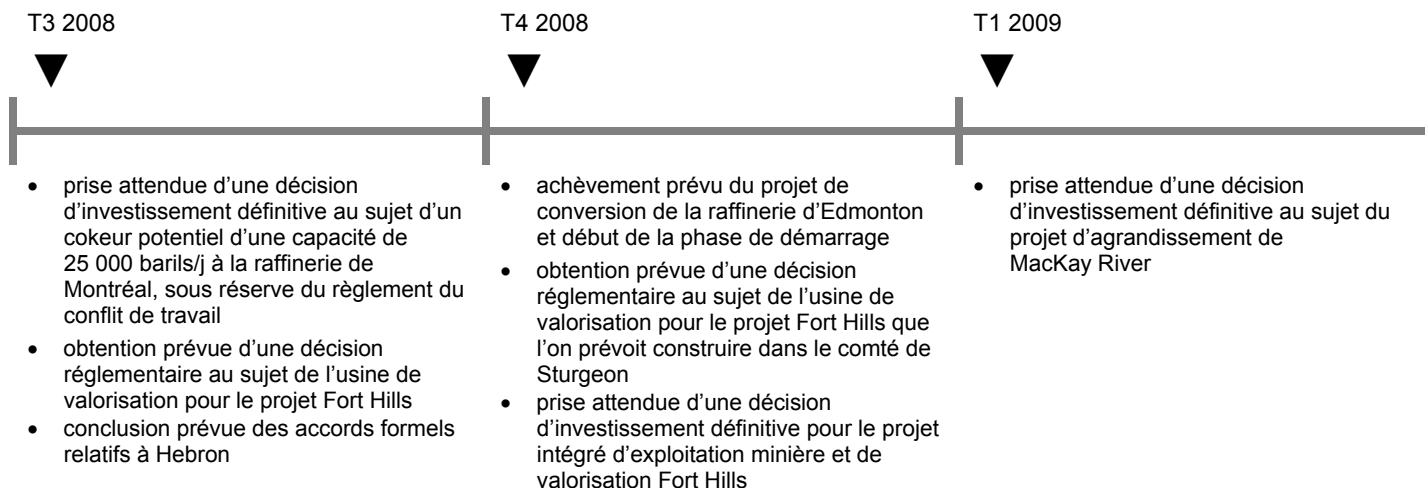
La stratégie de Petro-Canada est de créer de la valeur pour les actionnaires en réalisant une croissance à long terme rentable et en améliorant la rentabilité des activités de base.

Le programme d'investissement de Petro-Canada appuie la mise en service de sept projets majeurs au cours des prochaines années dans le but de réaliser une croissance rentable à long terme. 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 de faire démarrer les installations, et de prendre des décisions d'investissement définitives au sujet du projet d'exploitation minière et de valorisation Fort Hills et du projet de cokeur 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 œuvre associés aux nouveaux contrats de partage de l'exploration et de la production (CPEP) en Libye. La Société s'attend à ce que la production d'amont augmente 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. Durant le reste de 2008, la Société continuera de mettre l'accent sur la réalisation d'une production d'amont conforme aux indications fournies.

Priorités stratégiques	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 92 % à la fin du deuxième trimestre de 2008 et qui progresse comme prévu en vue d'un démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008 • nous avons mobilisé l'équipe d'ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) pour le projet gazier Ebla en Syrie • nous avons signé six nouveaux CPEP avec la National Oil Company (NOC) de Libye, ajoutant des réserves et prolongeant la durée de 30 ans sous de meilleures conditions commerciales
<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 93 % à Terra Nova • nous avons maintenu un taux de fiabilité de 99 % pour les installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada • nous avons exploité MacKay River à un taux de fiabilité de 97 % • nous avons enregistré un indice de fiabilité combiné de 98 aux trois installations de production du secteur Aval • nous avons vu les ventes de nos dépanneurs diminuer de 2 % et les ventes des établissements comparables diminuer de 3 %, par rapport au deuxième 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 20,7 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 0,8 fois • nous avons accédé à des titres d'emprunt de 1,5 milliard \$ US par l'intermédiaire du prospectus préalable de base de la Société • nous avons renouvelé le programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités en vue du rachat d'au plus 5 % des actions ordinaires en circulation de la Société durant la période du 22 juin 2008 au 21 juin 2009
<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 0,75 durant le premier semestre de 2008, une amélioration relativement à une FTBC de 0,87 pour l'exercice complet en 2007 • nous avons mis à jour notre Code des pratiques commerciales afin qu'il reflète des enjeux d'affaires plus pertinents et qu'il fournisse de meilleurs conseils aux employés et aux entrepreneurs • nous avons élargi le programme d'audit de Gestion globale des pertes afin de mettre l'accent sur la sécurité des procédés

JALONS STRATÉGIQUES



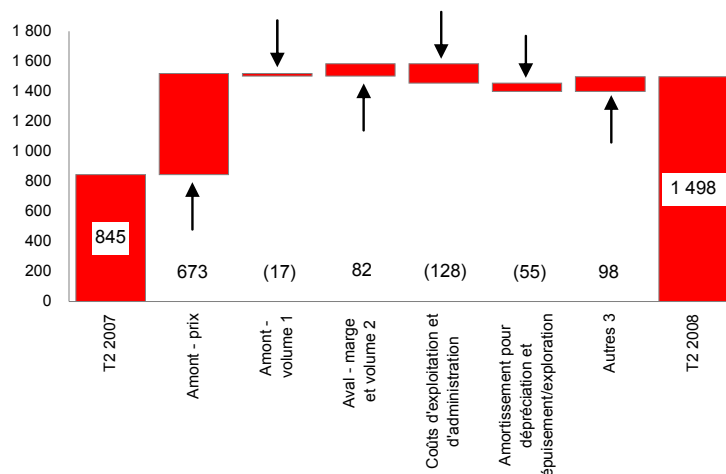
ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 2^E TRIMESTRE 2008 COMPARATIVEMENT AU 2^E TRIMESTRE 2007

Bénéfice net

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

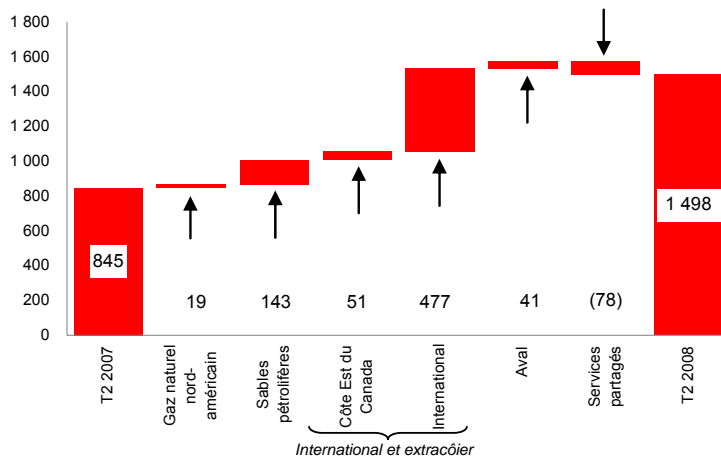


Le bénéfice net a augmenté de 77 % pour atteindre 1 498 millions \$ (3,10 \$/action) au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 845 millions \$ (1,71 \$/action) au deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés élevés du pétrole brut et du gaz naturel, les autres³ dépenses plus basses et les marges et les volumes² améliorés dans le secteur Aval ont contribué au bénéfice net accru. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production¹ d'amont plus faible et les coûts d'exploitation, les coûts d'administration, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés.

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

Bénéfice net par secteur

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice net accru sur une base sectorielle au deuxième trimestre a reflété le bénéfice net plus élevé des secteurs Gaz naturel nord-américain, Sables pétrolières, Côte Est du Canada, International et Aval. Les résultats ont été contrebalancés en partie par les coûts accrus des Services partagés.

Au cours du deuxième trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été de 2 479 millions \$ (5,12 \$/action), en hausse de 73 % par rapport à 1 435 millions \$ (2,91 \$/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.

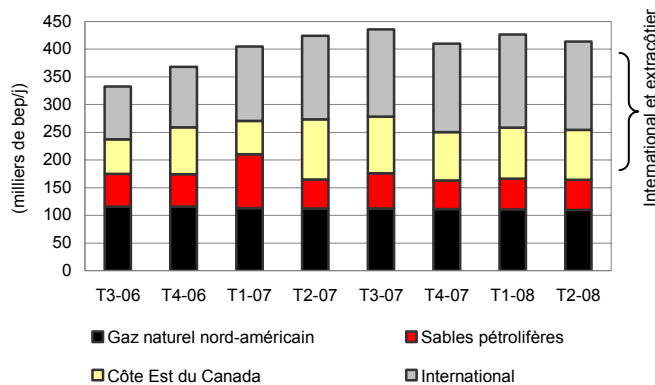
Information financière trimestrielle

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les							
	30 juin 2008	31 mars 2008	31 déc. 2007	30 sept. 2007	30 juin 2007	31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006
Total des produits	7 646	6 586	5 434	5 497	5 478	4 841	4 550	5 201
Bénéfice net	1 498	1 076	522	776	845	590	384	678
Par action – de base	3,10	2,22	1,08	1,59	1,71	1,19	0,77	1,36
– dilué	3,07	2,20	1,07	1,58	1,70	1,18	0,76	1,34

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 deuxième trimestre de 2008, la production s'est chiffrée en moyenne à 414 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada, en baisse par rapport à 425 000 bep/j nets à la même période de 2007. Le repli des volumes a reflété la production moindre des secteurs Gaz naturel nord-américain et Côte Est du Canada, contrebalancée en partie par la production accrue des secteurs Sables pétrolières et International.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Au premier semestre de 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont achevé les opérations portant sur 10 des 17 puits prévus durant l'exercice. Trois des puits ont été complétés en tant que découvertes de gaz naturel (Gubik-3 dans les avant-monts de l'Alaska, Sancoche dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago et van Ghent dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Un puits d'évaluation au large de Trinité-et-Tobago (Cassra-2) a confirmé des ressources éventuelles de l'ordre de 0,6 billion de pieds cubes (pi^3) à 1,3 billion de pi^3 provenant de la découverte Cassra-1 antérieure. Deux puits ont été complétés en tant que découvertes non commerciales (Maria dans le secteur britannique de la mer du Nord et L5a-11 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Le forage du puits Chandler-1 dans les avant-monts de l'Alaska a été suspendu, tel que prévu, en vue d'une réentrée la saison prochaine. Trois puits étaient secs et ont été abandonnés (Kwijika dans les Territoires du Nord-Ouest, Gemini dans le secteur britannique de la mer du Nord et Tegu dans le bloc 1a au large de Trinité-et-Tobago).

Perspectives relatives à la production nette consolidée en 2008

La production d'amont devrait se situer dans une fourchette de 400 000 bep/j à 420 000 bep/j en 2008, soit légèrement au-dessus de la fourchette de 390 000 bep/j à 420 000 bep/j indiquée dans les perspectives de production du 13 décembre 2007. La légère hausse des volumes prévus a reflété les perspectives de production accrues pour les secteurs Gaz naturel nord-américain, Côte Est du Canada et International.

Les facteurs qui peuvent influencer sur la production durant le reste de 2008 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations et l'exécution réussie des révisions planifiées.

<i>(en milliers de bep/j nets)</i>	Prévisions pour 2008 (+/-) au 24 juillet 2008	Prévisions pour 2008 (+/-) au 13 décembre 2007
Gaz naturel nord-américain		
– Gaz naturel	94	93
– Liquides	12	12
Sables pétrolifères		
– Syncrude	35	35
– MacKay River	25	25
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	87	85
International		
– Mer du Nord	94	93
– Autres – International	58	57
Total	400 – 420	390 – 420

Gaz naturel nord-américain

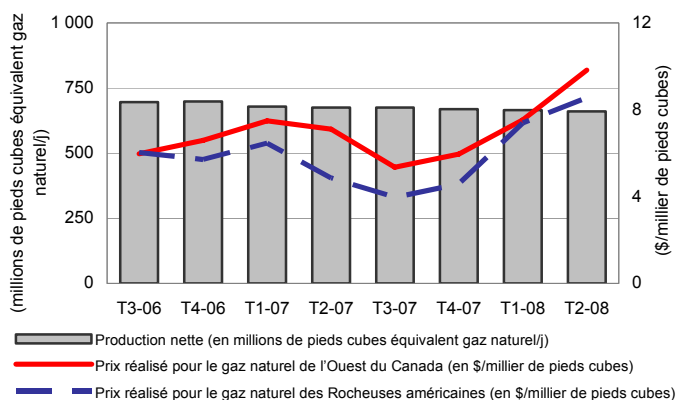
Les installations du secteur Gaz naturel nord-américain ont continué de fonctionner de façon fiable au deuxième trimestre de 2008, ce qui a permis au secteur de profiter des prix plus élevés du gaz naturel, du pétrole brut et du soufre.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	100	81	174	193
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	379	247	578	406

Le secteur Gaz naturel nord-américain a réalisé un bénéfice net de 100 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, comparativement à un bénéfice net de 81 millions \$ au deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés en partie par les volumes plus faibles, la perte à la vente d'actifs dans la région de Minehead, dans l'Ouest du Canada, de même que les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement accrus.

Au deuxième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une perte nette à la vente d'actifs de 106 millions \$. Le principal facteur y ayant contribué est la vente de ses actifs de Minehead dans l'Ouest du Canada qui s'est soldée par une perte de 153 millions \$ avant impôts (112 millions \$ après impôts). La vente de ces actifs s'aligne sur la stratégie du secteur d'optimiser les actifs de son portefeuille de façon continue.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



Au deuxième trimestre de 2008, la production du secteur Gaz naturel nord-américain s'est repliée de 2 % par rapport à la même période en 2007. La production plus faible a reflété l'épuisement naturel prévu des champs et les révisions planifiées dans l'Ouest du Canada, contrebalancés en grande partie par la production de gaz naturel accrue dans les Rocheuses américaines.

Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines ont affiché des augmentations de 38 % et de 76 %, respectivement, au deuxième trimestre de 2008, par rapport au même trimestre de 2007, suivant les tendances des prix du marché.

	Deuxième trimestre 2008	Deuxième trimestre 2007
Production nette (en millions de pi ³ équivalent gaz naturel/lj) ¹		
Ouest du Canada	556	598
Rocheuses américaines	104	77
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	660	675
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi ³) ¹	9,82 \$	7,11 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi ³) ¹	8,55 \$	4,86 \$

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 à la page 23.

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

Révisions planifiées

Aucune révision majeure n'est planifiée durant le reste de 2008.

Sables pétrolifères

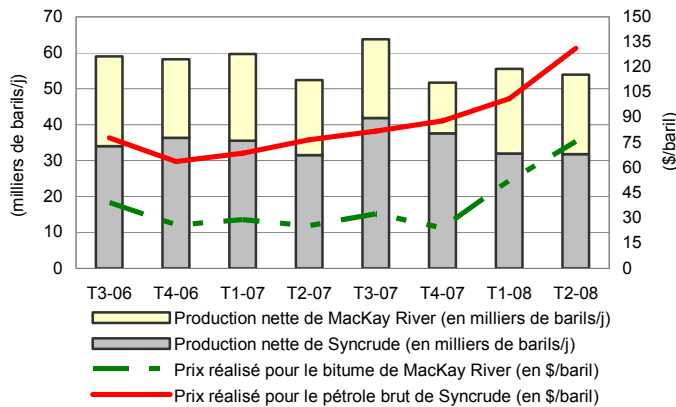
Les résultats financiers sont demeurés solides en raison des prix réalisés élevés du pétrole et du bitume.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	177 \$	34 \$	289 \$	77 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	162 \$	160 \$	328 \$	229 \$

1 Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont fait augmenter le bénéfice net de 18 millions \$ avant impôts (12 millions \$ après impôts) et de 21 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement. Le même facteur avait accru le bénéfice net de 1 million \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 4 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement.

Au deuxième trimestre de 2008, le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères a été de 177 millions \$, en hausse par rapport à 34 millions \$ au deuxième trimestre de 2007. La hausse des prix réalisés et des volumes de production et la diminution de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production à Syncrude a affiché une hausse de 1 % au deuxième trimestre de 2008, par rapport au deuxième trimestre de 2007. Au deuxième trimestre de 2008, des problèmes de fiabilité ont touché les unités de production de soufre et la révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-1 a été complétée. La production au deuxième trimestre de 2007 a été réduite par une révision du cokeur 8-3. Les prix réalisés à Syncrude ont affiché une augmentation de 71 % au deuxième trimestre de 2008, par rapport au deuxième trimestre de 2007.

La production à MacKay River a affiché une hausse de 6 % au deuxième trimestre de 2008, par rapport à la même période de 2007, en raison d'une meilleure fiabilité, contrebalancée en partie par des activités de maintenance préventive planifiées. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont affiché une augmentation de 197 % au deuxième trimestre de 2008, par rapport au deuxième trimestre de 2007, en raison des prix accrus du pétrole WTI.

	Deuxième trimestre 2008	Deuxième trimestre 2007
Production nette (en barils/j)		
Syncrude	31 800	31 500
MacKay River	22 100	20 900
Production totale nette – Sables pétrolifères	53 900	52 400
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/baril)	131,37 \$	76,71 \$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/baril)	75,85 \$	25,58 \$

La révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-1 à Syncrude a été effectuée en grande partie tel que prévu et dans les délais. Syncrude a connu des problèmes opérationnels à deux unités de production de soufre durant le deuxième trimestre de 2008, ces problèmes ont été en grande partie réglés en mai 2008. Toutefois, en juillet, nous prévoyons effectuer un arrêt pour réaliser des travaux de réparation à l'une des unités avec très peu d'incidence sur la production.

Au deuxième trimestre de 2008, la production à MacKay River a reflété les activités de maintenance préventive planifiées qui ont eu lieu en mai 2008. L'installation a repris en force à la suite de la révision de mai 2008 et la production s'est chiffrée en moyenne à 26 400 barils/j en juin 2008. Les activités à MacKay River ont continué d'être solides, avec une fiabilité moyenne de 97 % au deuxième trimestre de 2008. Grâce à la fiabilité améliorée, MacKay River a atteint des records de production quotidiens (28 400 barils/j) et mensuels (27 000 barils/j) en avril 2008.

Projet Fort Hills

Dans le cadre de la première phase du projet Fort Hills, on envisage la production de 140 000 barils/j bruts de pétrole brut synthétique (84 000 barils/j nets). La production de bitume associée devrait atteindre environ 160 000 barils/j bruts (96 000 barils/j nets). L'entrée en production du gisement est prévue pour le quatrième trimestre de 2011 et le début de la production de pétrole brut synthétique à l'usine de valorisation Sturgeon, au deuxième trimestre de 2012. L'estimation préliminaire des dépenses d'investissement pour la mine et l'usine de valorisation de la première phase de 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. Cette étape, qui devrait se terminer au troisième trimestre de 2008, mènera à la production d'une estimation de coût définitive qui servira de base à la décision d'investissement définitive au sujet du projet au quatrième trimestre de 2008.

Petro-Canada et ses partenaires dans le projet Fort Hills ont commandé le matériel à long délai d'approvisionnement comme les ballons de coke, les colonnes de fractionnement, les réacteurs, les concasseurs et broyeurs, les pelles à câble et les camions de transport de 400 tonnes. L'audience réglementaire pour l'usine de valorisation Sturgeon s'est achevée au début de juillet 2008 et une décision est prévue au quatrième trimestre de 2008. Les partenaires prévoient obtenir la décision réglementaire d'un amendement au plan de mine approuvé, qui incorpore les améliorations recommandées dans le cadre du processus d'optimisation, au cours du troisième trimestre de 2008.

Le 10 mars 2008, le gouvernement fédéral a publié une mise à jour du cadre réglementaire relatif aux émissions de gaz à effet de serre (GES) industrielles. Le gouvernement fédéral prévoit établir et mettre en vigueur une série de règlements au cours des 18 prochains mois. La Société continue d'examiner ces développements pour déterminer leurs effets potentiels sur les activités et le rendement financier de la Société.

Projet d'agrandissement de MacKay River

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

Révisions planifiées

Syncrude devrait entreprendre sa révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-2 au troisième trimestre de 2008. Aucune révision majeure n'est planifiée à MacKay River d'ici la fin de 2008.

Autres développements

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

International et extracôtier

Côte Est du Canada

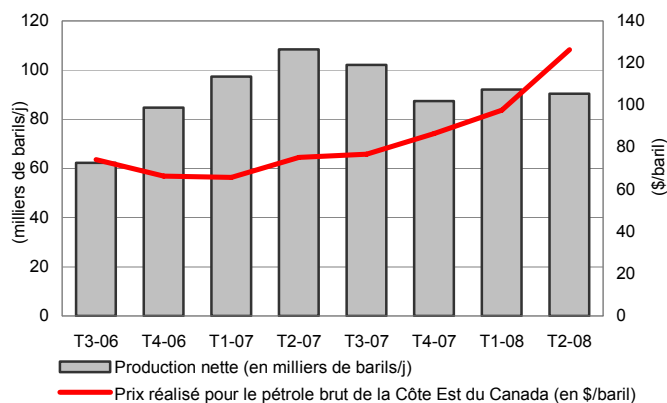
L'entreprise a fait progresser le projet de mise en valeur des extensions de White Rose avec l'achèvement des études d'ingénierie et de conception préliminaires pour la portion North Amethyst et le début de la conception détaillée.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	385	\$ 334	\$ 760	\$ 590
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	670	\$ 346	\$ 1 155	\$ 827

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont diminué le bénéfice net de 57 millions \$ avant impôts (39 millions \$ après impôts) et de 63 millions \$ avant impôts (43 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 25 millions \$ avant impôts (17 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement.

Le secteur Côte Est du Canada a réalisé un bénéfice net de 385 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 334 millions \$ au deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus, de même que les coûts d'exploitation, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus bas, ont été contrebalancés en partie par la production moindre et les paiements de redevances accrus.

Production et prix – Côte Est du Canada



Au deuxième trimestre de 2008, la production du secteur Côte Est du Canada a affiché une diminution de 17 % par rapport à la même période en 2007. La production à Terra Nova a fléchi en raison du devancement de juillet à juin 2008 de sa révision planifiée de 16 jours. La production à Hibernia s'est repliée en raison de l'épuisement naturel du gisement, contrebalancé en partie par l'incidence positive de récents reconditionnements de puits et d'une fiabilité élevée. Les volumes à White Rose ont diminué en raison de l'incidence d'arrêts non planifiés dus à l'état des glaces au début du deuxième trimestre de 2008.

Les prix réalisés pour le pétrole brut dans le secteur Côte Est du Canada au deuxième trimestre de 2008 affichent une augmentation de 68 % par rapport au deuxième trimestre de 2007.

	Deuxième trimestre 2008	Deuxième trimestre 2007
Production nette (en barils/j)		
Terra Nova	34 900	41 200
Hibernia	27 100	33 100
White Rose	28 400	34 100
Production totale nette du secteur Côte Est du Canada	90 400	108 400
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (en \$/baril)	126,35 \$	75,29 \$

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité des installations de 93 % au deuxième trimestre de 2008. La révision au deuxième trimestre de 2008 pour la réalisation d'activités de maintenance planifiées et des inspections réglementaires s'est achevée environ deux jours plus tôt que prévu et les prévisions budgétaires ont été respectées. La performance de la tête d'injection du NPSD Terra Nova est demeurée inchangée au deuxième trimestre de 2008. Tout l'équipement et tout le matériel sont en place pour la réparation de la tête d'injection au besoin et d'autre équipement et matériel seront en place sous peu pour une option de remplacement.

Révisions planifiées

Aucune révision majeure n'est planifiée durant le reste 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 de 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. Le forage à North Amethyst devrait débuter au troisième trimestre de 2008. North Amethyst est la première de trois extensions au champ White Rose original et devrait entrer en production vers la fin de 2009 ou au début de 2010.

Redevances du secteur Côte Est du Canada

Au deuxième trimestre de 2008, le taux de redevances moyen du secteur Côte Est du Canada a été de 26 % des produits bruts, comparativement à 12 % au deuxième trimestre de 2007. La production de Terra Nova a été assujettie à des redevances de niveau 1 (Tier I) de 30 % des produits nets et à des redevances de niveau 2 (Tier II) additionnelles de 12,5 % des produits nets, qui ont pris effet durant le deuxième trimestre de 2008. La production à White Rose a été assujettie à des redevances de niveau 1 de 20 % des produits nets et à des redevances de niveau 2 additionnelles de 10 % des produits nets, qui ont pris effet durant le premier trimestre de 2008. La production à Hibernia a continué d'être assujettie à des redevances de base de 5 % des produits bruts.

International

L'entreprise a connu un solide trimestre financier grâce à la production et aux prix réalisés accrus. La ratification des CPEP en Libye a été réalisée avec succès, ce qui nous ouvre l'accès à un actif à long terme qui rapportera des bénéfices et des flux de trésorerie importants.

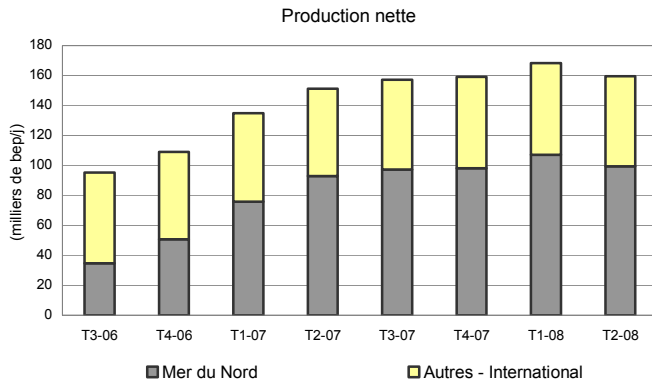
(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2008	30 juin 2007	2008	30 juin 2007
Bénéfice net ^{1, 2}	672 \$	195 \$	1 008 \$	204 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 031 \$	356 \$	1 537 \$	633 \$

- Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté (diminué) le bénéfice net de 42 millions \$ avant impôts ((14) millions \$ après impôts) et de 76 millions \$ avant impôts (11 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté (diminué) le bénéfice net de 15 millions \$ avant impôts (21 millions \$ après impôts) et de (30) millions \$ avant impôts ((7) millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement.
- 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 deuxième trimestre de 2008, le secteur International a réalisé un bénéfice net de 672 millions \$, comparativement à 195 millions \$ au deuxième trimestre de 2007. La hausse du bénéfice net est due aux prix réalisés plus élevés, aux volumes de production accrus, ainsi qu'aux coûts d'exploitation et à la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus bas. Les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus bas ont trait principalement à l'ajustement lié à la ratification des CPEP en Libye, contrebalancé en partie par la production accrue provenant de la mer du Nord. D'autres facteurs ayant contribué au bénéfice net accru sont un ajustement additionnel du bénéfice et un recouvrement d'impôts futurs en raison de la ratification des CPEP en Libye et l'avantage lié au règlement des contrats dérivés associés à Buzzard au quatrième trimestre de 2007. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des frais d'exploration accrus attribuables à des puits radiés aux Pays-Bas, en Syrie et à Trinité-et-Tobago.

Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2008 comprend un recouvrement d'impôts futurs de 230 millions \$ par suite de la ratification des CPEP en Libye, un ajustement additionnel de 47 millions \$ lié à la ratification des CPEP en Libye et un gain de 6 millions \$ à la vente d'actifs parvenus à maturité aux Pays-Bas. L'ajustement additionnel de 47 millions \$ lié à la ratification des CPEP en Libye a été enregistré en vue de reconnaître le bénéfice additionnel sur les CPEP ayant trait à la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, qui ne pouvait être constaté avant la ratification le 19 juin 2008. Le bénéfice net pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 n'inclut pas l'amortissement ni les intérêts débiteurs sur la prime de signature de 1 milliard \$ US qui ne pouvait être constatée avant la ratification des CPEP. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 incluait un recouvrement d'impôts futurs de 30 millions \$ et une perte non réalisée de 28 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

Production et prix – International



La production du secteur International a affiché une augmentation de 5 % au deuxième trimestre de 2008, comparativement au deuxième trimestre de 2007.

Au deuxième trimestre de 2008, la production provenant de la mer du Nord a affiché une hausse de 7 %, ce qui reflète la production accrue à Buzzard. Ces ajouts ont été contrebalancés en partie par les baisses prévues liées à l'épuisement naturel d'autres actifs en mer du Nord. La production des autres régions du secteur International a affiché une hausse de 3 % au deuxième trimestre de 2008, par rapport au deuxième trimestre de 2007.

	Deuxième trimestre 2008	Deuxième trimestre 2007
Production nette (en bep/j)		
Secteur britannique de la mer du Nord	78 700	68 600
Secteur néerlandais de la mer du Nord	<u>20 700</u>	<u>24 200</u>
Mer du Nord	99 400	92 800
Autres – International	<u>60 100</u>	<u>58 400</u>
Production totale nette du secteur International	159 500	151 200
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/baril)	114,33 \$	72,04 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	9,05 \$	6,27 \$

Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont affiché une hausse de 59 % au deuxième trimestre de 2008, par rapport à la même période en 2007. Les prix réalisés pour le gaz naturel ont affiché une augmentation de 44 % au deuxième trimestre de 2008, par rapport à la même période de l'exercice précédent.

Mer du Nord

La production à Buzzard s'est chiffrée en moyenne à 200 200 bep/j bruts (59 900 bep/j nets) à partir de 11 puits de production au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport au même trimestre de 2007. Le système de transport Frigg, qui transporte la production de gaz naturel de Buzzard vers le marché, a fait l'objet d'un arrêt de maintenance planifiée au début de juillet 2008. Durant cette période de disponibilité réduite du gazoduc, la plateforme de forage autoélevatrice de Buzzard a été démobolisée de la plateforme pour des travaux de maintenance planifiés et une nouvelle certification. Buzzard devrait entreprendre une autre révision planifiée en août pour la réinstallation de la plateforme de forage autoélevatrice. 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 d'hydrogène 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 bien fonctionner, rapportant une production brute de 19 300 bep/j (10 400 bep/j nets) au deuxième trimestre de 2008.

La Société a signé une convention de vente et d'achat le 31 mai 2008 avec Bayerngas Norge AS en vue de vendre toutes les participations de la Société au Danemark pour 120 millions \$ US plus les rajustements de clôture. La transaction est assujettie à l'approbation du gouvernement danois et devrait être conclue au troisième trimestre de 2008. La vente de l'ensemble des participations de Petro-Canada au Danemark est conforme à la stratégie du secteur International d'optimiser son portefeuille en réduisant la participation dans les pays où la Société ne peut développer une position importante.

Autres – International

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 49 600 bep/j au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 46 200 bep/j au même trimestre de 2007 en raison du rendement amélioré de la production aux champs En Naga et Ghani.

La production de gaz naturel au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 63 millions de pi³/j au deuxième trimestre de 2008, en baisse par rapport à 73 millions de pi³/j au deuxième trimestre de 2007. La baisse est due à des livraisons réduites liées à des révisions prévues et imprévues au deuxième trimestre de 2008.

Projet gazier Ebla en Syrie

Au deuxième trimestre de 2008, Petro-Canada a entièrement mobilisé l'équipe d'IAC et continué de faire avancer le projet. Au terme des travaux, le projet gazier Ebla devrait produire environ 80 millions de pi³ de gaz naturel et les installations devraient entrer en production en 2010.

Mise en valeur des concessions en Libye

En juin 2008, Petro-Canada a signé six nouveaux CPEP avec la NOC de Libye pour remplacer les accords de concession existants et un CPEP. Les nouveaux CPEP ont été ratifiés au moment de la signature et leur date d'effet est le 1^{er} janvier 2008. Les conditions commerciales des nouveaux contrats, y compris la prime de signature, correspondent à celles annoncées lorsque les protocoles d'accord ont été conclus en décembre 2007. Conformément aux nouveaux contrats, Petro-Canada paiera 50 % de tous les coûts en capital de développement et obtiendra a priori le droit¹ à une part de 12 % de la production. La Société continuera de présenter les volumes de production selon sa participation directe avant redevances. La Société estime que des ressources² éventuelles et prospectives de près de deux milliards de barils de pétrole sont associées au programme de remise en valeur. À la suite de la ratification des nouveaux accords, un paiement de 500 millions \$ US, représentant 50 % de la prime de signature, a été fait à la NOC de Libye en juillet 2008, avec le solde à payer entre 2009 et 2013.

L'entente permettra à Petro-Canada de concevoir et ensuite de mettre en œuvre conjointement avec la NOC la remise en valeur de champs majeurs. 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 dont elle sera le seul exploitant dans la région de Syrte, l'un des bassins les plus prolifiques du monde. La réussite de ce programme d'exploration a le potentiel d'accroître de façon importante les réserves et la production.

Révisions planifiées

Les révisions de maintenance planifiées de neuf jours à Buzzard devraient commencer au troisième trimestre de 2008.

AVAL

Le secteur Aval a connu des activités fiables tout en composant avec une conjoncture plus faible au deuxième trimestre de 2008.

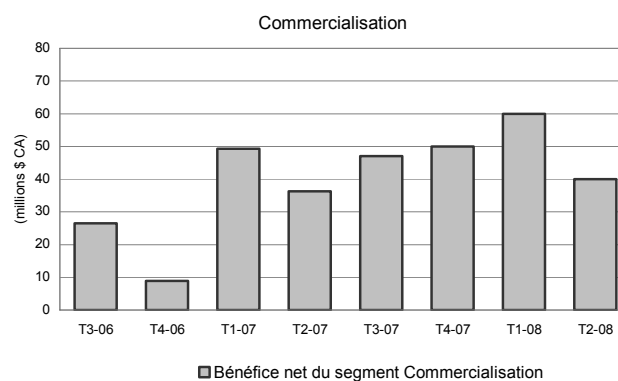
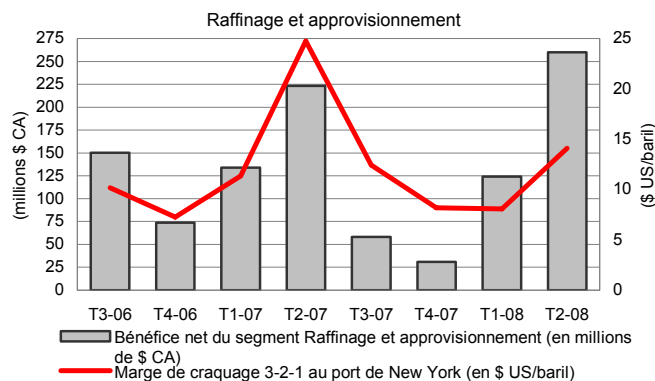
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	300	259	484	443
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	41	320	25	534

Le secteur Aval a réalisé un bénéfice net de 300 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 259 millions \$ au même trimestre en 2007. Le bénéfice net accru 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 écarts de prix favorables entre les qualités de brut, les coûts des autres charges d'alimentation plus faibles et les marges de craquage accrues sur les distillats. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges de craquage plus faibles pour l'essence, les marges de raffinage réalisées plus faibles pour les bitumes et le mazout lourd, le mazout léger, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfiés et les produits pétrochimiques, les rendements en produits plus faibles des raffineries et les coûts d'exploitation accrues.

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

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

Bénéfice net du secteur Aval



	Deuxième trimestre 2008		Deuxième trimestre 2007	
Bénéfice net du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	260	\$	223	\$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	14,09	\$	24,76	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago (en \$ US/baril)	12,91	\$	29,17	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle (en \$ US/baril)	16,47	\$	32,72	\$
Bénéfice net du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	40	\$	36	\$

La marge de craquage 3-2-1 des raffineries au port de New York a été de 14,09 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008, en baisse par rapport à 24,76 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007. L'écart moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 18,38 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 13,45 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2007.

Au deuxième trimestre de 2008, les ventes totales de produits pétroliers raffinés sont demeurées relativement stables à 4,7 milliards de litres, comparativement à la même période l'an dernier. Les marges du segment Raffinage et approvisionnement et les volumes de ventes de lubrifiants plus élevés ont été contrebalancés par les volumes de ventes plus faibles du segment Commercialisation en raison de la demande plus faible de façon générale.

Le segment Raffinage et approvisionnement a réalisé un bénéfice net de 260 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 223 millions \$ au même trimestre de 2007. Les résultats ont reflété les trois éléments principaux suivants. Premièrement, le bénéfice net a subi une incidence positive en raison des coûts croissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS. Deuxièmement, le bénéfice net a subi une incidence positive en raison des écarts de prix favorables entre les qualités de brut et les coûts des autres charges d'alimentation plus faibles. Troisièmement, le bénéfice net a subi une incidence des marges de craquage accrues sur les distillats. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les quatre éléments principaux suivants. Premièrement, le bénéfice net a subi une incidence négative en raison des marges de craquage plus faibles pour l'essence. Deuxièmement, des marges de raffinage réalisées plus faibles pour les bitumes et le mazout lourd, le mazout léger, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfiés et les produits pétrochimiques ont eu une incidence sur le bénéfice net. Troisièmement, les rendements en produits plus faibles des raffineries, associés à des problèmes de disponibilité et de qualité du brut à Edmonton et les activités de révision planifiées et l'arrêt partiel d'unités à Montréal ont eu une incidence sur le bénéfice net. Quatrièmement, les coûts d'exploitation accrus associés principalement aux coûts environnementaux pour la taxe verte du Québec et la législation en matière de GES en Alberta, ainsi que les coûts de révision à Montréal ont eu une incidence sur le bénéfice net.

Le segment Commercialisation a réalisé un bénéfice net de 40 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 36 millions \$ au même trimestre de 2007. Au deuxième trimestre de 2008, les résultats du segment Commercialisation ont reflété l'incidence positive sur les lubrifiants des coûts croissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS. Ce facteur a été contrebalancé en partie par les coûts d'exploitation plus élevés attribuables aux coûts accrus des carburants associés aux frais de livraison et de cartes.

Activité de révision dans le secteur Aval

En août 2008, la raffinerie d'Edmonton devrait entreprendre sa révision planifiée d'une durée de deux mois pour le raccordement du projet de conversion de raffinerie et des travaux de maintenance courante portant sur d'autres unités au sein de la raffinerie. Les coûts de la révision accrus 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 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 deuxième trimestre de 2008, Petro-Canada avait achevé 92 % de la construction et le projet entre actuellement en phase de démobilisation progressive. L'estimation du coût pour la conversion de la raffinerie d'Edmonton a augmenté de 2,2 milliards \$ à 2,5 milliards \$ par suite de travaux additionnels et de reprise de travaux combinés à une productivité de la main-d'œuvre plus faible que prévu. Environ 93 % des coûts de projet révisés estimés avaient été engagés au 30 juin 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 reflète les prix du pétrole brut historiques au moment où le pétrole brut est acheté. Les produits d'exploitation déclarés continuent de refléter les prix du marché courants au moment où le pétrole brut est raffiné et vendu. En raison du délai entre le moment où le pétrole brut est acheté et le moment où le produit est vendu et de la fluctuation des prix du pétrole, les bénéfices déclarés par le secteur Aval pourraient être plus volatils à l'avenir.

SOCIÉTÉ

Services partagés et éliminations (en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2008	30 juin 2007	2008	30 juin 2007
Perte nette	(136) \$	(58) \$	(141) \$	(72) \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	196 \$	6 \$	291 \$	(28) \$

Les Services partagés et éliminations ont réalisé une perte nette de 136 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, comparativement à une perte nette de 58 millions \$ à la même période en 2007. La perte nette au deuxième trimestre de 2008 a inclus une charge de 117 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et une perte de 13 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères, contrebalancées en partie par des gains de change sur des soldes de trésorerie en dollars américains détenus durant le deuxième trimestre de 2008. La perte nette au deuxième trimestre de 2007 avait inclus une charge de 97 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et un gain de 104 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères.

Les intérêts débiteurs ont été de 47 millions \$ avant impôts au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 41 millions \$ au deuxième trimestre de l'exercice précédent. La Société a capitalisé 15 millions \$ d'intérêts débiteurs au cours du trimestre, comparativement à 7 millions \$ au deuxième trimestre de 2007.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été touchés par les reports d'impôt attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société. Ces reports ont entraîné une augmentation d'environ 72 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation durant le trimestre, comparativement à une diminution de 13 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.

LIQUIDITÉ ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 479	\$ 1 435	\$ 3 914	\$ 2 601
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement	(1 201)	(863)	(2 171)	(1 573)
Activités de financement	701	(475)	267	(623)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 979	97	2 010	405
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 241	\$ 904	\$ 2 241	\$ 904

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 0,8 fois au 30 juin 2008, soit à l'intérieur de la fourchette cible de la Société qui est d'au plus 2,0 fois. Le ratio dette/dette plus les capitaux propres, la mesure à long terme de la structure du capital, était de 20,7 % au 30 juin 2008, au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	30 juin 2008	31 décembre 2007	30 juin 2007
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <i>(en nombre de fois)</i> ¹	0,8	1,0	0,6
Dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	20,7	22,5	18,6

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

Activités d'exploitation

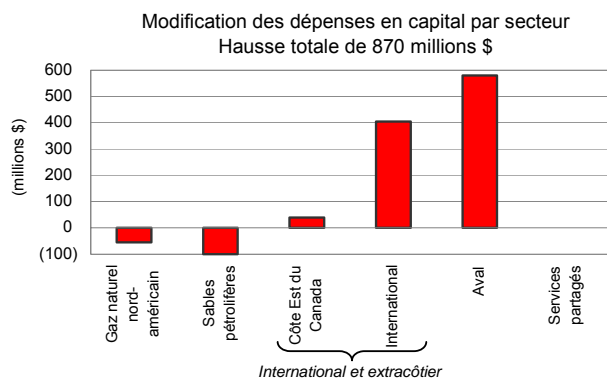
En excluant la trésorerie et les équivalents de trésorerie, la tranche à court terme de la dette à long terme et les effets à court terme à payer, le fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation était de 275 millions \$ à la fin du deuxième trimestre de 2008, comparativement à un fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation de 565 millions \$ au 31 décembre 2007.

Activités d'investissement

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Amont				
Gaz naturel nord-américain	91	\$ 116	\$ 258	\$ 321
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	225	106	403	196
Côte Est du Canada International	44	48	82	86
	1 269	172	1 520	329
	1 629	442	2 263	932
Aval				
Raffinage et approvisionnement	467	292	819	497
Ventes et marketing	32	22	55	36
Lubrifiants	4	5	7	7
	503	319	881	540
Services partagés	9	7	13	12
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	2 141	768	3 157	1 484
Autres actifs	–	15	–	32
Total	2 141	\$ 783	\$ 3 157	\$ 1 516

Perspectives en matière de dépenses en capital

Les dépenses en capital en 2008 devraient atteindre 6 155 millions \$, en hausse par rapport à la prévision de 5 285 millions \$ au 13 décembre 2007.



Les dépenses en capital en 2008 devraient augmenter de 870 millions \$ par rapport aux indications fournies antérieurement. Les investissements dans le secteur Aval devraient augmenter de 580 millions \$, en raison principalement des estimations de coûts révisées liées au projet de conversion de raffinerie à Edmonton par suite de travaux additionnels et de reprise de travaux combinés à une productivité de la main-d'œuvre plus faible que prévu. Cela porte l'estimation de coût totale pour le projet de 2,2 milliards \$ à 2,5 milliards \$. Les investissements dans le secteur International devraient augmenter de 405 millions \$, reflétant la charge à payer liée à la pleine incidence de la prime de signature de 1 milliard \$ US pour la ratification des CPEP en Libye. Environ la moitié de ce montant a été payée en 2008 et le solde sera payé entre 2009 et 2013. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des dépenses en capital plus faibles pour le secteur Amont.

Dépenses en capital par secteur (en millions de dollars canadiens)	Prévisions pour 2008 Au 24 juillet 2008	Prévisions pour 2008 Au 13 décembre 2007
Amont		
Gaz naturel nord-américain	620 \$	675 \$
Sables pétroliers	1 420	1 520
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	335	295
International	2 040	1 635
	4 415	4 125
Aval		
Raffinage et approvisionnement	1 520	950
Ventes et marketing	160	150
Lubrifiants	25	25
	1 705	1 125
Services partagés	35	35
Total	6 155 \$	5 285 \$

Activités de financement

À la fin du deuxième trimestre de 2008, la Société avait accès à des facilités de crédit engagées consortiales et à des facilités de crédit à vue bilatérales totalisant 3 570 millions \$ et 766 millions \$, respectivement, dont 285 millions \$ étaient utilisés pour des lettres de crédit et la couverture de découvert. Les facilités consortiales peuvent aussi servir à fournir les liquidités nécessaires au soutien d'un programme de papier commercial. Aucun papier commercial n'était en cours au 30 juin 2008.

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

Les cotes de crédit attribuées à la dette à long terme non garantie de la Société, qui demeurent inchangées par rapport à la fin de 2007, sont de Baa2 selon Moody's Investors Service, de BBB selon Standard & Poor's et de A (bas) selon Dominion Bond Rating Service.

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 additionnel sera géré à l'intérieur des fourchettes cibles de Petro-Canada.

Remise d'argent aux actionnaires

Les utilisations prioritaires de la trésorerie de Petro-Canada sont de financer le programme de dépenses en immobilisations et les occasions de croissance rentables et de remettre de l'argent aux actionnaires par la voie de dividendes et d'un programme de rachat d'actions. Petro-Canada a renouvelé son programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités en vue de racheter ses actions ordinaires entre le 22 juin 2008 et le 21 juin 2009, ce qui autorise la Société à racheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions.

Petro-Canada revoit régulièrement sa stratégie en matière de dividende pour s'assurer que sa politique de dividende est alignée sur les attentes des actionnaires et sur ses objectifs financiers et de croissance. Conformément à cet objectif, le 23 juillet 2008, la Société a déclaré une hausse de 54 % de son dividende trimestriel, soit 0,20 \$/action, qui sera versé le 1^{er} octobre 2008.

Au deuxième trimestre de 2008, la Société n'a racheté aucune de ses actions, comparativement à 8,0 millions d'actions durant la même période l'an dernier. Les futurs rachats d'actions dépendront des liquidités excédentaires disponibles après avoir tenu compte des utilisations prioritaires de la trésorerie de la Société.

Période	Actions rachetées		Prix moyen		Coût total (en millions \$)	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Premier trimestre	–	2 000 000	–	43,63 \$	–	87 \$
Deuxième trimestre	–	8 000 000	–	53,44 \$	–	428 \$
Cumul annuel	–	10 000 000	–	51,48 \$	–	515 \$

Passif éventuel et obligations

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2007 de la Société et les passifs éventuels sont communiqués à la note 24 des états financiers consolidés annuels de 2007. Les obligations contractuelles totales au 30 juin 2008 étaient de 39,4 milliards \$. Au cours du deuxième trimestre de 2008, les obligations ont augmenté de 7,1 milliards \$ en raison de l'émission d'un titre de créance de 1,5 milliard \$ US, de nouvelles obligations attribuables à la ratification des CPEP en Libye et des achats de produits accrus dans le secteur Aval.

La Société est partie à certains contrats de concessionnaires des ventes au détail qui se qualifient en tant qu'entités à détenteurs de droits variables, tel qu'il en est question à la note 25 des états financiers consolidés annuels 2007. Ces entités n'ont pas été consolidées, car Petro-Canada n'en est pas le principal bénéficiaire et que l'exposition maximale de la Société aux risques de pertes susceptibles de découler de ces contrats ne devrait pas être importante.

RISQUE

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

NORMES INTERNATIONALES DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

En 2006, le Conseil des normes comptables du Canada a ratifié un plan stratégique prévoyant la convergence des PCGR du Canada, que la Société applique actuellement, vers les Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards ou IFRS) durant une période de transition, la date de basculement correspondant à l'exercice financier débutant le 1^{er} janvier 2011. La Société réalise actuellement la phase de délimitation de l'étendue de son plan de basculement aux IFRS, qui comprend un échéancier détaillé pour l'évaluation du ressourcement et de la formation, l'analyse des différences clés et la sélection des conventions comptables en vertu des IFRS et des exemptions IFRS 1. La Société a l'intention d'évaluer l'incidence sur les règles et méthodes comptables, sur les systèmes informatiques, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière et sur les activités d'entreprise comme les mécanismes de financement et de rémunération, durant la période précédant la date de basculement.

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 30 juin 2008, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 484,4 millions et il a été en moyenne de 483,8 millions durant le deuxième trimestre de 2008, comparativement à 488,8 millions d'actions ordinaires en circulation au 30 juin 2007 et à un nombre moyen de 493,1 millions d'actions ordinaires durant le trimestre terminé le 30 juin 2007.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 24 juillet 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 24 juillet 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 3264059#). 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

30 juin 2008

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain	13,0	12,6	13,0	12,5
Sables pétrolifères Internationale et extracôtier	53,9	52,4	54,7	56,0
Côte Est du Canada	90,4	108,4	91,3	102,8
International				
Mer du Nord	89,4	84,7	93,4	74,7
Autres – International	49,6	46,2	50,1	46,4
	296,3	304,3	302,5	292,4
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain	582	599	584	602
International				
Mer du Nord	60	49	59	58
Autres – International	63	73	66	74
	705	721	709	734
Production totale, nette avant redevances (en milliers de bep/j) ¹	414	425	421	415
Après redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/j)				
Gaz naturel nord-américain	10,0	10,0	9,9	9,8
Sables pétrolifères Internationale et extracôtier	49,1	47,6	49,8	51,4
Côte Est du Canada	66,5	95,1	69,0	90,9
International				
Mer du Nord	89,4	84,7	93,4	74,7
Autres – International	24,6	41,8	32,2	41,6
	239,6	279,2	254,3	268,4
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain	456	470	461	473
International				
Mer du Nord	60	49	59	58
Autres – International	63	53	66	74
	579	572	586	605
Production totale, nette après redevances (en milliers de bep/j) ¹	336	375	352	369

1 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

30 juin 2008

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Pétrole brut et LGN (en \$/barils)				
Gaz naturel nord-américain	112,11	63,74	100,65	60,92
Sables pétrolifères Internationale et extracôtier	108,61	56,32	94,39	54,40
Côte Est du Canada	126,35	75,29	111,89	70,81
International				
Mer du Nord	113,47	70,31	103,48	68,73
Autres – International	121,06	75,31	110,08	71,01
Total – pétrole brut et LGN	117,22	70,14	104,67	66,73
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)				
Gaz naturel nord-américain	9,64	6,87	8,57	7,13
International				
Mer du Nord	11,18	7,54	10,98	8,13
Autres – International	5,73	4,59	5,28	4,76
Total – gaz naturel	9,55	6,79	8,56	7,06

TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS 30 juin 2008

<i>(en pourcentage des produits des ventes)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Gaz naturel nord-américain	22 %	22 %	21 %	21 %
Sables pétrolifères	9 %	9 %	9 %	8 %
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	26 %	12 %	24 %	12 %
International				
Mer du Nord	–	–	–	–
Autres – International	42 %	13 %	29 %	8 %
Total	19 %	12 %	16 %	11 %

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AVAL 30 juin 2008

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de m³/j)</i>				
Essence				
Est du Canada	13,4	13,9	13,1	13,5
Ouest du Canada	10,0	10,5	10,4	10,1
	23,4	24,4	23,5	23,6
Distillats				
Est du Canada	8,2	8,2	8,6	9,1
Ouest du Canada	9,0	9,7	9,9	11,2
	17,2	17,9	18,5	20,3
Divers, dont les produits pétrochimiques	11,2	9,4	10,0	8,5
Total – ventes de produits pétroliers	51,8	51,7	52,0	52,4
Pétrole brut traité par Petro-Canada <i>(en milliers de m³/j)</i>				
Est du Canada	19,2	20,1	19,4	19,8
Ouest du Canada	19,8	21,0	20,5	20,2
Total – pétrole brut traité par Petro-Canada	39,0	41,1	39,9	40,0
Utilisation moyenne des raffineries <i>(en pourcentage)</i>	96	102	99	99
Bénéfice d'exploitation après impôts du secteur Aval <i>(en cents/litre)</i>	6,4	5,5	5,1	4,7

PRIX MOYENS RÉALISÉS – AVAL 30 juin 2008

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Prix à la rampe <i>(en cents canadiens par litre)</i>				
Essence				
Est du Canada	88,22	69,53	79,76	64,01
Ouest du Canada	89,92	72,98	80,07	64,96
Distillats				
Est du Canada	102,61	63,51	92,51	61,52
Ouest du Canada	101,59	65,16	91,06	64,82
Prix à la pompe <i>(en cents canadiens par litre, à l'exclusion des taxes)</i>				
Essence				
Est du Canada	94,24	74,48	85,19	67,35
Ouest du Canada	99,81	83,21	89,96	75,74

DONNÉES SUR LES ACTIONS
30 juin 2008

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	483,8	493,1	483,8	495,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	488,1	498,3	488,0	500,2
Bénéfice net – de base (en \$/action)	3,10	1,71	5,32	2,90
– dilué (en \$/action)	3,07	1,70	5,27	2,87
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en \$/action)	5,12	2,91	8,09	5,25
Dividendes (en \$/action)	0,13	0,13	0,26	0,26
Bourse de Toronto :				
Cours des actions ¹ – haut	60,00	57,20	60,00	57,20
– bas	44,69	45,10	42,77	41,02
– clôture au 30 juin	57,11	56,75	57,11	56,75
Actions négociées (en millions)	146,8	125,0	302,7	288,3
Bourse de New York :				
Cours des actions ² – haut	61,03	53,27	61,03	53,27
– bas	43,70	38,91	41,95	34,91
– clôture au 30 juin	55,75	53,16	55,75	53,16
Actions négociées (en millions)	88,9	37,8	174,9	81,7

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

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

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	100	\$ 81	\$ 174	\$ 193
Sables pétrolifères	177	34	289	77
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	385	334	760	590
International	672	195	1 008	204
Aval	300	259	484	443
Services partagés	(136)	(58)	(141)	(72)
Bénéfice net	1 498	\$ 845	\$ 2 574	\$ 1 435
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 479	\$ 1 435	\$ 3 914	\$ 2 601
Capital investi moyen ¹				
Amont			8 961	\$ 7 877
Aval			6 381	4 659
Services partagés			950	338
Total – Société			16 292	\$ 12 874
Rendement du capital investi (<i>en pourcentage</i>) ¹				
Amont			36,6	25,2
Aval			10,5	15,1
Total – Société			24,5	20,2
Rendement des capitaux propres (<i>en pourcentage</i>) ¹			29,7	24,4
Dette			3 934	\$ 2 532
Trésorerie et équivalents de trésorerie			2 241	\$ 904
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (<i>en nombre de fois</i>) ¹			0,8	0,6
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (<i>en pourcentage</i>)			20,7	18,6

¹ Calculé selon une moyenne mobile sur 12 mois.

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

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits				
Exploitation	7 766 \$	5 529 \$	14 383 \$	10 396 \$
Revenus (charges) de placement et autres (notes 4 et 6)	(120)	(51)	(151)	(77)
	7 646	5 478	14 232	10 319
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	3 775	2 522	6 738	4 830
Exploitation, commercialisation et frais généraux	1 092	986	1 935	1 813
Exploration	185	100	328	242
Amortissement pour dépréciation et épuisement	472	516	995	957
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	15	(124)	70	(141)
Intérêts	47	41	95	83
	5 586	4 041	10 161	7 784
Bénéfice avant impôts	2 060	1 437	4 071	2 535
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	813	606	1 657	1 097
Futurs (note 5)	(251)	(14)	(160)	3
	562	592	1 497	1 100
Bénéfice net	1 498 \$	845 \$	2 574 \$	1 435 \$
Bénéfice par action (note 7)				
De base	3,10 \$	1,71 \$	5,32 \$	2,90 \$
Dilué	3,07 \$	1,70 \$	5,27 \$	2,87 \$

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

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	1 498 \$	845 \$	2 574 \$	1 435 \$
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôts				
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(49)	(203)	158	(196)
Résultat étendu	1 449 \$	642 \$	2 732 \$	1 239 \$

Voir les notes complémentaires

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 juin**

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	1 498 \$	845 \$	2 574 \$	1 435 \$
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	472	516	995	957
Impôts futurs (note 5)	(251)	(14)	(160)	3
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	18	17	37	34
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	15	(124)	70	(141)
(Gain) perte à la vente d'actifs (notes 4 et 6)	134	(8)	130	(70)
Pertes non réalisées sur les contrats dérivés associés à Buzzard	-	40	-	128
Autres	(44)	7	(33)	7
Frais d'exploration	137	71	218	163
Diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	500	85	83	85
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 479	1 435	3 914	2 601
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(2 141)	(768)	(3 157)	(1 484)
Produit de la vente d'actifs (note 6)	33	12	45	94
Augmentation des autres actifs	-	(15)	-	(32)
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	907	(92)	941	(151)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(1 201)	(863)	(2 171)	(1 573)
Activités de financement				
Diminution des effets à court terme à payer (note 8)	(431)	-	(109)	-
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme (note 8)	1 482	-	1 482	-
Remboursement de la dette à long terme (note 8)	(300)	(1)	(996)	(3)
Produit de l'émission d'actions ordinaires (note 9)	13	18	16	24
Achat d'actions ordinaires (note 9)	-	(428)	-	(515)
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)	(64)	(126)	(129)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	701	(475)	267	(623)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 979	97	2 010	405
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	262	807	231	499
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	2 241 \$	904 \$	2 241 \$	904 \$

Voir les notes complémentaires

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

(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2008		31 décembre 2007	
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 241	\$	231	\$
Débiteurs	3 232		1 973	
Impôts à recouvrer	-		280	
Stocks (note 3)	2 335		668	
Impôts futurs	25		26	
	7 833		3 178	
Immobilisations corporelles, montant net (notes 5 et 6)	21 482		19 497	
Écart d'acquisition	796		731	
Autres actifs	415		446	
	30 526	\$	23 852	\$
Passifs et capitaux propres				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer (note 5)	4 876	\$	3 512	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	991		-	
Effets à court terme à payer (note 8)	-		109	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 8)	2		2	
	5 869		3 623	
Dette à long terme (note 8)				
Autres passifs (note 5)	3 932		3 339	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 128		717	
Impôts futurs (notes 3 et 5)	1 354		1 234	
	3 195		3 069	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 9)	1 383		1 365	
Surplus d'apport (note 9)	22		24	
Bénéfices non répartis	13 696		10 692	
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Écart de conversion de devises étrangères	(53)		(211)	
	15 048		11 870	
	30 526	\$	23 852	\$

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

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfices non répartis au début de la période	12 261	\$ 9 090	\$ 10 692	\$ 8 565
Incidence cumulative de l'adoption de nouvelles normes comptables (note 3)	-	-	556	-
Bénéfice net	1 498	845	2 574	1 435
Dividendes sur les actions ordinaires	(63)	(64)	(126)	(129)
Coût excédentaire lié à l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (note 9)	-	(45)	-	(45)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	13 696	\$ 9 826	\$ 13 696	\$ 9 826

Voir les notes complémentaires

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

1. INFORMATIONS SECTORIELLES
Trimestres terminés les 30 juin

	Amont															
	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	581	\$ 359	\$ 589	\$ 147	\$ 820	\$ 780	\$ 1 295	\$ 911	\$ 4 481	\$ 3 332	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 7 766	\$ 5 529
Revenus (charges) de placement et autres ¹	(146)	4	(3)	2	(3)	(6)	28	(39)	(24)	(1)	28	(11)	-	-	(120)	(51)
Ventes intersectorielles	127	83	381	221	108	109	-	-	4	3	-	-	(620)	(416)	-	-
Produits sectoriels	562	446	967	370	925	883	1 323	872	4 461	3 334	28	(11)	(620)	(416)	7 646	5 478
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ²	138	62	511	124	222	211	-	-	2 942	2 121	-	-	(38)	4	3 775	2 522
Opérations intersectorielles	1	2	6	6	2	2	-	-	611	406	-	-	(620)	(416)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	132	120	170	156	55	59	112	115	410	358	213	178	-	-	1 092	986
Exploration	21	41	-	5	-	5	164	49	-	-	-	-	-	-	185	100
Amortissement pour dépréciation et épuisement	118	109	26	40	85	111	165	180	77	72	1	4	-	-	472	516
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	(124)	-	-	15	(124)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	41	-	-	47	41
	410	334	713	331	364	388	441	344	4 040	2 957	276	99	(658)	(412)	5 586	4 041
Bénéfice (perte) avant impôts	152	112	254	39	561	495	882	528	421	377	(248)	(110)	38	(4)	2 060	1 437
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	33	41	55	(16)	185	187	513	368	67	61	(40)	(34)	-	(1)	813	606
Futurs (note 5)	19	(10)	22	21	(9)	(26)	(303)	(35)	54	57	(34)	(21)	-	-	(251)	(14)
	52	31	77	5	176	161	210	333	121	118	(74)	(55)	-	(1)	562	592
Bénéfice net (perte nette)	100	\$ 81	\$ 177	\$ 34	\$ 385	\$ 334	\$ 672	\$ 195	\$ 300	\$ 259	\$ (174)	\$ (55)	\$ 38	\$ (3)	\$ 1 498	\$ 845
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration³	91	\$ 116	\$ 225	\$ 106	\$ 44	\$ 48	\$ 1 269	\$ 172	\$ 503	\$ 319	\$ 9	\$ 7	\$ -	\$ -	\$ 2 141	\$ 768
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	379	\$ 247	\$ 162	\$ 160	\$ 670	\$ 346	\$ 1 031	\$ 356	\$ 41	\$ 320	\$ 196	\$ 6	\$ -	\$ -	\$ 2 479	\$ 1 435
Total de l'actif	4 037	\$ 4 032	\$ 4 235	\$ 2 985	\$ 2 140	\$ 2 369	\$ 7 555	\$ 5 766	\$ 10 957	\$ 7 293	\$ 1 674	\$ 708	\$ (72)	\$ (7)	\$ 30 526	\$ 23 146

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 le trimestre terminé le 30 juin 2008 (40 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 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 15 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 (7 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 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)

1. INFORMATIONS SECTORIELLES
Semestres terminés les 30 juin

	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	1 011	\$ 708	\$ 934	\$ 313	\$ 1 502	\$ 1 381	\$ 2 689	\$ 1 575	\$ 8 247	\$ 6 419	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 14 383	\$ 10 396
Revenus (charges) de placement et autres ¹	(143)	65	(1)	-	(2)	(6)	(3)	(129)	(32)	(4)	30	(3)	-	-	(151)	(77)
Ventes intersectorielles	226	168	678	443	312	238	-	-	8	7	-	-	(1 224)	(856)	-	-
Produits sectoriels	1 094	941	1 611	756	1 812	1 613	2 686	1 446	8 223	6 422	30	(3)	(1 224)	(856)	14 232	10 319
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ²	231	103	759	254	410	387	-	-	5 381	4 079	-	-	(43)	7	6 738	4 830
Opérations intersectorielles	3	4	14	10	4	4	-	-	1 203	838	-	-	(1 224)	(856)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	260	244	374	287	112	118	242	277	814	710	133	177	-	-	1 935	1 813
Exploration	71	97	5	24	-	9	252	112	-	-	-	-	-	-	328	242
Amortissement pour dépréciation et épuisement	272	217	53	79	182	214	335	298	152	141	1	8	-	-	995	957
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	(141)	-	-	70	(141)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95	83	-	-	95	83
	837	665	1 205	654	708	732	829	687	7 550	5 768	299	127	(1 267)	(849)	10 161	7 784
Bénéfice (perte) avant impôts	257	276	406	102	1 104	881	1 857	759	673	654	(269)	(130)	43	(7)	4 071	2 535
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	60	102	70	(10)	362	325	1 160	626	90	117	(85)	(61)	-	(2)	1 657	1 097
Futurs (note 5)	23	(19)	47	35	(18)	(34)	(311)	(71)	99	94	-	(2)	-	-	(160)	3
	83	83	117	25	344	291	849	555	189	211	(85)	(63)	-	(2)	1 497	1 100
Bénéfice net (perte nette)	174	\$ 193	\$ 289	\$ 77	\$ 760	\$ 590	\$ 1 008	\$ 204	\$ 484	\$ 443	\$ (184)	\$ (67)	\$ 43	\$ (5)	\$ 2 574	\$ 1 435
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration³	258	\$ 321	\$ 403	\$ 196	\$ 82	\$ 86	\$ 1 520	\$ 329	\$ 881	\$ 540	\$ 13	\$ 12	\$ -	\$ -	\$ 3 157	\$ 1 484
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	578	\$ 406	\$ 328	\$ 229	\$ 1 155	\$ 827	\$ 1 537	\$ 633	\$ 25	\$ 534	\$ 291	\$ (28)	\$ -	\$ -	\$ 3 914	\$ 2 601
Total de l'actif	4 037	\$ 4 032	\$ 4 235	\$ 2 985	\$ 2 140	\$ 2 369	\$ 7 555	\$ 5 766	\$ 10 957	\$ 7 293	\$ 1 674	\$ 708	\$ (72)	\$ (7)	\$ 30 526	\$ 23 146

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 le semestre terminé le 30 juin 2008 (128 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 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 28 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2008 (13 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 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

En 2006, le Conseil des normes comptables du Canada a ratifié un plan stratégique prévoyant la convergence des PCGR du Canada, que la Société applique actuellement, vers les Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards ou IFRS) durant une période de transition, la date de basculement correspondant à l'exercice financier débutant le 1^{er} janvier 2011. Les sociétés ouvertes au Canada ont actuellement l'option soit de converger vers les IFRS, soit d'adopter les PCGR des États-Unis, pourvu qu'elles soient inscrites auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. La Société a choisi la convergence vers les IFRS et réalise actuellement la phase de délimitation de l'étendue de son plan de basculement, qui comprend un échéancier détaillé pour l'évaluation du ressourcement et de la formation, l'analyse des différences clés et la sélection des 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 12).

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 13).

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 sont les suivants :

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Gains (pertes) de change	42	\$ (20)	\$ 20	\$ (26)
Perte sur des contrats dérivés du secteur Aval (note 13)	(31)	(8)	(44)	(13)
Pertes non réalisées sur les contrats dérivés associés à Buzzard	-	(40)	-	(128)
Gain (perte) à la vente d'actifs (note 6)	(134)	8	(130)	70
Autres	3	9	3	20
Revenus (charges) de placement et autres - Total	(120)	\$ (51)	\$ (151)	\$ (77)

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)

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

5. CONTRATS D'ACCORD D'EXPLORATION ET DE PARTAGE DE LA PRODUCTION LIBYENS

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

La Société versera une prime de signature de 1 milliard \$ US en plusieurs versements; le premier versement de 500 millions \$ US a été payé le 17 juillet 2008 et les autres versements seront effectués jusqu'en 2013. Le coût a été actualisé à 951 millions \$ selon ce calendrier de versements, en tenant compte du coût estimatif de la dette de la Société au moment de l'acquisition. Le coût d'acquisition actualisé a été inscrit comme suit : 533 millions \$ aux créiteurs et charges à payer et 418 millions \$ aux autres passifs.

Le bénéfice net pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 comprenait un recouvrement d'impôts futurs de 230 millions \$ que la Société a comptabilisé au moment de la ratification des nouveaux CPEP, ainsi qu'un ajustement de 47 millions \$ après impôts pour constater le bénéfice additionnel lié aux propriétés couvertes par les anciens contrats en fonction des conditions financières des nouveaux CPEP durant la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, qui n'avait pu être comptabilisé avant la ratification le 19 juin 2008.

6. VENTE D'ACTIFS

En juin 2008, la Société a conclu la vente de ses actifs de Minehead dans l'Ouest du Canada, qui font partie du secteur Gaz naturel nord-américain de la Société, ce qui a entraîné une perte de 153 millions \$ (112 millions \$ après impôts). La vente de ces actifs s'aligne sur la stratégie du secteur d'optimiser les actifs de son portefeuille de façon continue. La perte est incluse sous Revenus (charges) de placement et autres dans les états des résultats consolidés.

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

<i>(en millions)</i>	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2008	2007	2008	2007
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	483,8	493,1	483,8	495,1
Effet des options sur actions dilutives	4,3	5,2	4,2	5,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	488,1	498,3	488,0	500,2

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

8. DETTE À LONG TERME

	Échéance	30 juin 2008	31 décembre 2007
Obligations et effets			
Effets de premier rang non garantis à 6,80 % (900 millions \$ US)	2038	905 \$	- \$
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	595	577
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	258	248
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	245	237
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	275	267
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	303	294
Obligations non garanties à 6,05 % (600 millions \$ US)	2018	605	-
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	404	391
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	287	275
Facilités de crédit consortiales	2012	-	995
Contrats de location-acquisition	2008-2022	57	57
		3 934	3 341
Tranche à court terme		(2)	(2)
		3 932 \$	3 339 \$

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. En mai 2008, la Société a effectué une offre publique de titres d'emprunt en vertu du même prospectus sous la forme d'effets de premier rang non garantis de 600 millions \$ US à 6,05 % sur 10 ans échéant le 15 mai 2018 et d'effets de premier rang non garantis de 900 millions \$ US à 6,80 % sur 30 ans échéant le 15 mai 2038. Le produit net de cette vente de titres a servi à rembourser des effets à court terme et des emprunts en cours en vertu de nos facilités de crédit consortiales. Le solde a été versé au fonds de roulement de la Société en vue de payer des dépenses en immobilisations futures.

Au 30 juin 2008, la Société avait des facilités de crédit consortiales engagées renouvelables totalisant 3 570 millions \$, (2 200 millions \$ au 31 décembre 2007) venant à échéance en 2013, et des facilités de crédit à vue bilatérales renouvelables de 766 millions \$ (1 500 millions \$ au 31 décembre 2007). Au 30 juin 2008, un montant total de 285 millions \$ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la couverture de découvert.

Au 30 juin 2008, la Société a remboursé tous les montants prélevés sur ses facilités de crédit consortiales et à vue. Au 31 décembre 2007, la Société avait prélevé sur ses facilités de crédit consortiales un montant de 995 millions \$ et sur ses facilités de crédit à vue un montant de 109 millions \$, sous la forme d'acceptations bancaires en dollars canadiens.

9. CAPITAUX PROPRES

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

	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au 31 décembre 2007	483 459 119	1 365	24
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionnariat des employés	924 922	18	(2)
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	-	-	-
Solde au 30 juin 2008	484 384 041	1 383	22

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)

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

9. 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 2008 en vue de racheter un maximum de 24 millions de ses actions ordinaires en circulation au cours de la période allant du 22 juin 2008 au 21 juin 2009, sous réserve de certaines conditions. Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008, la Société n'a pas racheté d'actions ordinaires. Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007, la Société a racheté 8 000 000 d'actions ordinaires pour un coût total de 428 millions \$ et 10 000 000 d'actions ordinaires pour un coût total de 515 millions \$, respectivement. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, l'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions rachetées a été comptabilisé comme une réduction de 361 millions \$ et de 442 millions \$ du surplus d'apport, respectivement et comme une réduction des bénéfices non répartis de 45 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007.

10. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Le total de la charge enregistré au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de 189 millions \$ et de 92 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement (153 millions \$ et 139 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 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	3 460 200	47	239 670
Levées contre actions ordinaires	(924 922)	17	s.o.
Remises contre versement en espèces	(860 604)	35	s.o.
Annulées/expirées	(134 310)	47	(587 533)
Solde au 30 juin 2008	22 575 428	37 \$	818 181

(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	3 980 480	47
Levées	(136 705)	44
Annulées	(191 610)	46
Solde au 30 juin 2008	7 311 615	46 \$

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

11. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	10 \$	10 \$	21 \$	20 \$
Intérêts débiteurs	24	22	47	44
Rendement prévu de l'actif des régimes	(27)	(28)	(55)	(56)
Amortissement de l'actif transitoire	(2)	(2)	(3)	(3)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	12	11	24	22
	17	13	34	27
Régimes à cotisations déterminées				
	6	5	11	9
	23 \$	18 \$	45 \$	36 \$
Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	2 \$	2 \$	3 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	4	3	7	6
Amortissement de l'obligation transitoire	-	-	1	2
Amortissement des pertes actuarielles nettes	-	-	1	-
	6 \$	5 \$	12 \$	11 \$

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

12. 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 des capitaux empruntés, constitués de la dette à long terme, des capitaux propres, et, au 31 décembre 2007, d'effets à court terme à payer. 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 :

	30 juin 2008		31 décembre 2007	
Dette à long terme (tranche à long terme)	3 932	\$	3 339	\$
Plus : tranche à court terme de la dette à long terme	2		2	
Total de la dette à long terme	3 934		3 341	
Plus : effets à court terme à payer	-		109	
Dette (A)	3 934	\$	3 450	\$
Capitaux propres	15 048		11 870	
Dette plus les capitaux propres (B)	18 982	\$	15 320	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (C)¹	4 652	\$	3 339	\$
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (A/C) (en nombre de fois)	0,8		1,0	
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (A/B) (en pourcentage)	20,7		22,5	

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

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

12. GESTION DU CAPITAL (suite)

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

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

La Société revoit régulièrement sa stratégie en matière de dividende pour s'assurer que la politique de dividende est alignée sur les attentes des actionnaires et sur les objectifs financiers et de croissance. Conformément à cet objectif, le 23 juillet 2008 la Société a déclaré une hausse de 54 % de son dividende trimestriel, soit 0,20 \$/action, qui sera versé le 1^{er} octobre 2008. En juin 2008, la Société a renouvelé son programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités pour la période du 22 juin 2008 au 21 juin 2009, ce qui autorise la Société à acheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions (note 9). En raison d'un programme d'investissement croissant, la Société s'attend à ce que les rachats d'actions soient moins importants cette année et au cours des années futures, comparativement à 2006 et à 2007.

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

13. 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, à moins d'indication contraire)

13. 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 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, crédateurs 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, crédateurs et charges à payer libellés en dollars américains représentent une partie importante du montant total des débiteurs, crédateurs et charges à payer de la Société.

Malgré cela, la majeure partie du risque de change de la Société liée aux instruments financiers provient de la dette à long terme, dont la plus grande partie est sous la forme d'obligations et d'effets libellés en dollars américains. Ce risque atténué en partie le risque de taux de change lié aux produits libellés en dollars américains. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, la Société a été exposée à un risque de change additionnel lié à une trésorerie et des équivalents de trésorerie libellé en dollars américains d'environ 1 milliard \$ US.

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.

Au 30 juin 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 non constatés en vertu du programme de titrisation. Ces provisions ne sont pas importantes.

c) Risque de liquidité

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

Instruments financiers

À l'exclusion des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition, qui sont comptabilisés en tant que dette à long terme, la juste valeur des instruments financiers est égale à la valeur comptable ou s'en rapproche. La juste valeur des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition était de 3 946 millions \$ au 30 juin 2008 (2 500 millions \$ au 31 décembre 2007), comparativement à une valeur comptable de 3 934 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.