

2009

Rapport trimestriel



Le 28 avril 2009

(also published in English)

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 28 avril 2009, est présenté aux pages 1 à 24 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2009; au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et à la notice annuelle 2008 de la Société, datée du 18 mars 2009. Les montants sont en dollars canadiens (CA) à moins d'indication contraire.

MISE EN GARDE – RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Ce rapport de gestion 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 anticipées
- révisions dans les raffineries et les autres installations anticipées
- marges de raffinage anticipées
- 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 anticipés
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation anticipés
- 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)
- incidence et coûts de la conformité aux règlements environnementaux actuels et éventuels
- futures approbations réglementaires
- taux de rendement prévus

De tels renseignements de nature prospective sont fondés sur un certain nombre d'hypothèses et d'analyses effectuées par la Société. Ces hypothèses et analyses sont décrites plus en détail dans ce rapport de gestion trimestriel et comprennent, sans toutefois s'y limiter, des hypothèses portant sur les prix futurs des marchandises, la situation économique, les dépenses en capital nécessaires, les niveaux des flux de trésorerie, les exigences réglementaires, la capacité de l'industrie, les résultats de l'exploration et du forage de développement et la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements.

On ne doit pas accorder une confiance indue aux renseignements de nature prospective. De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques connus et inconnus et à des incertitudes qui 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 risques et incertitudes comprennent, sans s'y limiter :

- la possibilité de regrouper et de réorganiser les sociétés
- les changements dans 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 changements dans 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 changements dans 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 de gestion trimestriel sont donnés en date du 28 avril 2009 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révisé. Les renseignements de nature prospective dans ce rapport de gestion 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 de gestion 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 de gestion 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 de gestion trimestriel, ce terme peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes en un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits. Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que Petro-Canada utilise actuellement :

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

Bien que le classement des ressources établi par la Society of Petroleum Engineers inclue les catégories 1C, 2C et 3C pour les ressources éventuelles et les estimations basse, meilleure et élevée pour les ressources prospectives, Petro-Canada fait référence uniquement aux ressources de la catégorie 2C non ajustées pour le risque dans le cas des ressources éventuelles et à la meilleure estimation des ressources en partie ajustées pour le risque dans le cas des ressources prospectives, lorsqu'elle mentionne les ressources dans ce rapport de gestion trimestriel. Les estimations des ressources dans ce rapport de gestion trimestriel incluent des ressources éventuelles qui n'ont pas été ajustées pour le risque

en fonction de la probabilité de mise en valeur et des ressources prospectives qui ont été en partie ajustées pour le risque en fonction de la probabilité de découverte, mais qui n'ont pas été ajustées pour le risque en fonction de la probabilité de mise en valeur. De telles estimations ne sont pas des estimations des volumes susceptibles d'être récupérés et la récupération réelle est susceptible d'être plus faible et pourrait même être considérablement plus faible, voire nulle. Si une découverte est faite, rien ne peut garantir qu'elle sera mise en valeur et si une découverte est mise en valeur, le moment d'une telle mise en valeur ne peut être déterminé avec certitude.

Le secteur Sables pétrolifères au Canada représente environ 68 % 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 non ajustées pour le risque représentent environ 70 % des ressources totales de la Société et les ressources prospectives en partie ajustées pour le risque, environ 30 % 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 des ressources éventuelles non ajustées pour le risque
- des activités d'exploration fructueuses en ce qui a trait aux ressources prospectives en partie ajustées pour le risque
- la sanction et les approbations réglementaires du projet

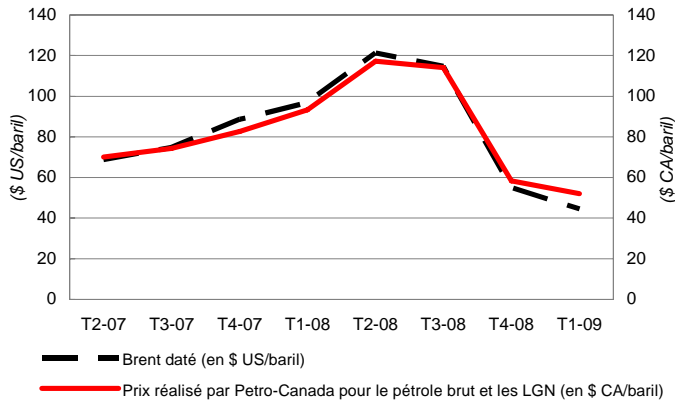
Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce rapport de gestion trimestriel sont déclarés en date du 31 décembre 2008.

CONJONCTURE

Les prix du marché indiqués ci-dessous influent sur les prix réalisés moyens pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel (LGN), le gaz naturel et les produits pétroliers, qui sont présentés dans les tableaux aux pages 22 et 23.

AMONT

Pétrole brut



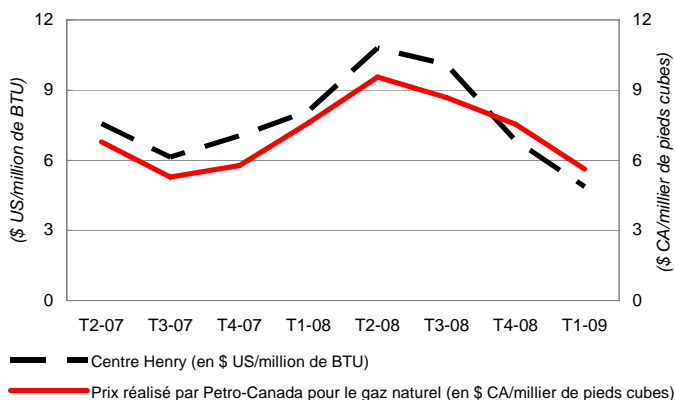
Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 44,40 \$ US/baril au premier trimestre de 2009, en baisse de 54 % par rapport à 96,90 \$ US/baril au premier trimestre de 2008. Des réductions à grande échelle de l'activité industrielle et commerciale mondiale a déprimé la demande de pétrole brut au premier trimestre de 2009.

En raison des prix moindres de l'énergie, le taux de change du dollar canadien a fléchi pour atteindre en moyenne 0,80 \$ US au premier trimestre de 2009, soit 20 cents de moins que le taux de change moyen de 1,00 \$ US au premier trimestre de 2008.

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 diminué de 44 %, passant de 93,38 \$/baril au premier trimestre de 2008 à 52,08 \$/baril au premier trimestre de 2009.

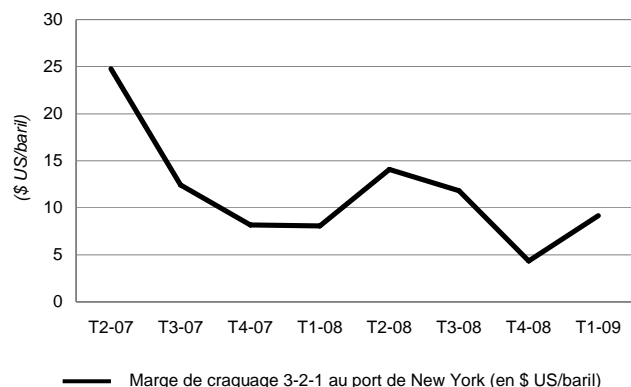
Au premier trimestre de 2009, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain s'est rétréci pour atteindre 5,89 \$ US/baril, comparativement à 15,77 \$ US/baril au premier trimestre de 2008. Au Canada, l'écart de prix entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) s'est rétréci pour atteindre 9,02 \$/baril au premier trimestre de 2009, comparativement à 21,61 \$/baril au premier trimestre de 2008.

Gaz naturel



Les prix nord-américains du gaz naturel au centre Henry au premier trimestre de 2009 ont été plus faibles que ceux au premier trimestre de 2008, ce qui a reflété la forte croissance de la production intérieure aux États-Unis et la demande industrielle beaucoup plus faible. La pression baissière sur les prix a été atténuée quelque peu par la demande plus élevée pour le chauffage. Au premier trimestre de 2009, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 4,86 \$ US/million de BTU, en baisse de 40 % par rapport à 8,09 \$ US/million de BTU au premier trimestre de 2008. Les prix canadiens du gaz naturel ont également baissé, en dépit de l'effet compensatoire de la devise canadienne plus faible. Les prix du gaz naturel au centre AECO-C ont été en moyenne de 5,87 \$/millier de pi³ au premier trimestre de 2009, en baisse par rapport à 7,44 \$/millier de pi³ au premier trimestre de 2008.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour la production de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 5,14 \$/millier de pi³ au premier trimestre de 2009, en baisse de 32 % par rapport à 7,51 \$/millier de pi³ au premier trimestre de 2008.

AVAL

Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ont été en moyenne de 9,16 \$ US/baril au premier trimestre de 2009, en hausse de 14 % par rapport à une moyenne de 8,06 \$ US/baril au premier trimestre de 2008. Les marges de craquage pour l'essence se sont raffermies, les débits réduits des raffineries ayant contribué à la diminution des stocks d'essence. Toutefois, les marges de craquage pour le mazout de chauffage ont été plus faibles comparativement à celles réalisées au premier trimestre de 2008, le ralentissement économique ayant réduit la demande de distillats en raison de l'activité industrielle, minière et de navigation réduite.

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

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	44,40	96,90
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	43,08	97,90
Écart de prix FAB Brent daté/Maya (en \$ US/baril)	5,89	15,77
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	51,64	98,08
Écart de prix FAB Edmonton Light/WCS (en \$ CA/baril)	9,02	21,61
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	4,86	8,09
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	5,87	7,44
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	9,16	8,06
Taux de change (en cents US/\$ CA)	80,3	99,6
Prix réalisés moyens		
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	52,08	93,38
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	5,62	7,59

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 2008. 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	54	\$	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 \$	(60)		(0,12)	
Production de pétrole brut et de LGN (en barils/jour)	1 000 barils/j	15		0,03	
Production de gaz naturel (en millions de pi ³ par jour)	10 millions de pi ³ /j	11		0,02	
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	20		0,04	
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle	1,00 \$ US/baril	9		0,02	
Écart de prix WTI/Brent daté	1,00 \$ US/baril	25		0,05	
Écart de prix FAB Brent daté/Maya	1,00 \$ US/baril	5		0,01	
Écart de prix WTI/synthétique	1,00 \$ US/baril	14		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	(10)		(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 \$	31	\$	0,06	\$

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 2008.

4 Ce facteur d'influence est basé sur une variation équivalente du prix des pétroles WTI et Brent daté.

5 Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice 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 2,9 milliards \$ 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 23 mars 2009, la Société a annoncé des plans de fusion avec Suncor Energy Inc. (Suncor) afin de créer la plus grande société énergétique au Canada.

Le programme d'investissement de Petro-Canada appuie la mise en service de six projets majeurs au cours des prochaines années en vue de la réalisation d'une croissance rentable à long terme. La Société s'attend à ce que la production d'amont augmente considérablement lorsque ces projets majeurs de croissance seront en service. La Société a l'intention de faire avancer l'extension du champ White Rose au large de la côte Est du Canada, le projet gazier Ebla en Syrie et les projets de mise en valeur associés aux nouveaux contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) en Libye qui ont été sanctionnés par la Société. Les trois autres projets, soit l'agrandissement de MacKay River, le projet d'exploitation minière Fort Hills et le projet de coqueur à Montréal, ne sont pas sanctionnés et sont en attente jusqu'à ce que les prix des marchandises et les marchés financiers se stabilisent et que la fusion proposée avec Suncor soit réalisée.

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

Priorités stratégiques	Mise à jour trimestrielle
RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS DE LONGUE DURÉE DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT	<ul style="list-style-type: none"> nous avons annoncé notre intention de fusionner nos forces avec Suncor en vue de créer la plus grande société énergétique au Canada nous avons continué d'accroître graduellement le taux de production dans le cadre du projet de conversion de raffinerie (PCR) à Edmonton nous avons obtenu l'approbation réglementaire et le décret en conseil pour l'usine de valorisation Sturgeon du projet Fort Hills nous sommes parvenus à un accord avec le gouvernement de l'Alberta pour prolonger les concessions minières du projet Fort Hills jusqu'en 2019
FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE	<ul style="list-style-type: none"> nous avons enregistré un taux de fiabilité de 96 % à Terra Nova nous avons maintenu un taux de fiabilité de 99 % pour les activités de production de gaz naturel de l'Ouest du Canada nous avons exploité MacKay River à un taux de fiabilité de 98 % nous avons enregistré un indice de fiabilité combiné de 95 aux trois installations de production du secteur Aval nous avons enregistré une croissance des ventes de dépanneur et des ventes des établissements comparables de 4 % par rapport au premier trimestre de 2008
MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES	<ul style="list-style-type: none"> nous avons terminé le trimestre avec un niveau d'endettement de 24,2 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1,1 fois nous avons réduit les dépenses en immobilisations prévues pour 2009 de 600 millions \$ pour atteindre 3,4 milliards \$ nous avons maintenu un niveau de liquidité suffisant et disposions à la fin du trimestre d'un solde de trésorerie de 772 millions \$ et d'une capacité d'emprunt inutilisée de 4,8 milliards \$
CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE	<ul style="list-style-type: none"> nous avons connu une fréquence totale des blessures consignées (FTBC) de 0,76, légèrement plus élevée par rapport à une FTBC de 0,73 en 2008 nous avons investi près de 2 millions \$ dans le lancement de trois nouveaux partenariats dans le domaine de l'eau créés conjointement avec la Société pour la nature et les parcs du Canada, le Centre for Affordable Water and Sanitation Technology et l'Alberta Ecotrust Foundation

JALONS STRATÉGIQUES

T2 2009



T3 2009



T4 2009



- poursuite du forage d'évaluation de la découverte Hobby sur le plateau continental du Royaume-Uni
- début prévu du forage de puits d'exploration sur la côte Est du Canada, en Norvège et sur le plateau continental du Royaume-Uni, sous réserve dans ce dernier cas de la disponibilité d'appareils de forage
- début prévu d'un programme de forage d'exploration en Libye
- début prévu de la mise à disposition des systèmes auxiliaires de l'usine à gaz Ebla en Syrie au groupe de l'exploitation

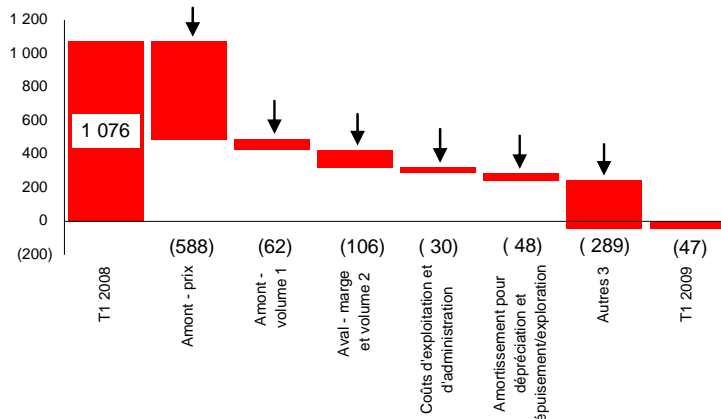
ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 1^{ER} TRIMESTRE 2009 COMPARATIVEMENT AU 1^{ER} TRIMESTRE 2008

Bénéfice net

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

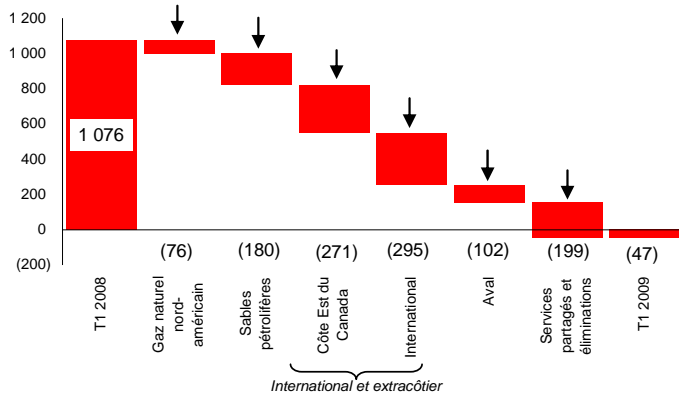


La Société a enregistré une perte nette de 47 millions \$ ((0,10 \$)/action) au premier trimestre de 2009, comparativement à un bénéfice net de 1 076 millions \$ (2,22 \$/action) au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés et les volumes moindres en amont¹, les marges réduites en Aval², les coûts d'exploitation et d'administration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration et les autres³ frais moins élevés, ce qui a donné lieu à une perte nette au premier trimestre de 2009.

- 1 Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- 2 Les marges et les volumes du secteur Aval ont reflété l'incidence sur les marges réalisées des coûts variables des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks « premier entré, premier sorti » (PEPS).
- 3 Les facteurs « Autres » comprennent principalement la conversion des devises étrangères ((41) millions \$), les intérêts débiteurs ((22) millions \$), les modifications des taux d'imposition effectifs ((21) millions \$), les indemnités d'assurance et les suppléments de primes ((29) millions \$), les mouvements des stocks d'amont ((40) millions \$), l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions ((93) millions \$) et les charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills ((46) millions \$).

Bénéfice net par segment

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



La perte nette au premier trimestre de 2009, comparativement au bénéfice net au premier trimestre de 2008, sur une base sectorielle a reflété les pertes nettes des secteurs Gaz naturel nord-américain et Sables pétroliers et des Services partagés et éliminations, ainsi que les bénéfices nets plus faibles des secteurs Côte Est du Canada, International et Aval.

Durant le premier trimestre de 2009, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été de 472 millions \$ (0,97 \$/action), en baisse par rapport à 1 435 millions \$ (2,96 \$/action) au même trimestre de 2008. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a reflété principalement la perte nette pour le trimestre considéré.

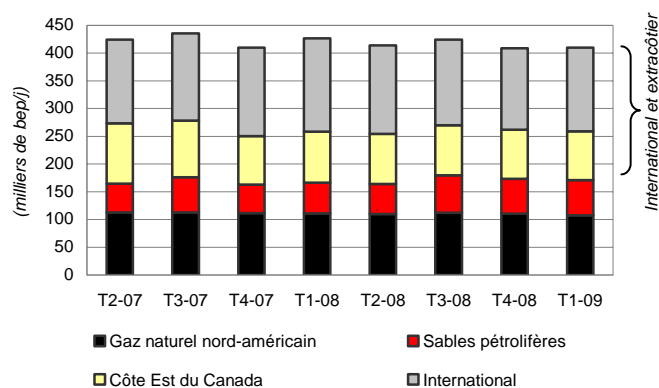
Information financière trimestrielle

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trois mois terminés les							
	31 mars 2009	31 déc. 2008	30 sept. 2008	30 juin 2008	31 mars 2008	31 déc. 2007	30 sept. 2007	30 juin 2007
Total des produits	3 971 \$	5 267 \$	8 286 \$	7 646 \$	6 586 \$	5 434 \$	5 497 \$	5 478 \$
Bénéfice net (perte nette)	(47) \$	(691) \$	1 251 \$	1 498 \$	1 076 \$	522 \$	776 \$	845 \$
Par action								
– de base	(0,10)	(1,43)	2,58	3,10	2,22	1,08	1,59	1,71
– dilué	(0,10)	(1,43)	2,56	3,07	2,20	1,07	1,58	1,70

AMONT

Production

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



Au premier trimestre de 2009, la production s'est chiffrée en moyenne à 410 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada, en baisse par rapport à 427 000 bep/j nets au même trimestre de 2008. Les volumes ont reflété la production moindre des secteurs Gaz naturel nord-américain, Côte Est du Canada et International, contrebalancée en partie par la production accrue du secteur Sables pétrolifères.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Au premier trimestre de 2009, Petro-Canada et ses partenaires ont achevé les opérations portant sur cinq puits d'un programme qui en prévoit au plus 12 en 2009. Un puits a été complété en tant que découverte de gaz (L6-7 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Ce puits a été démarré en 2008 mais complété au premier trimestre de 2009. Un puits a été complété en tant que découverte de pétrole (Hobby dans le secteur britannique de la mer du Nord). Par suite de la découverte, trois forages déviés sont planifiés à partir de ce puits, dont un a été complété jusqu'ici. Du gaz naturel a été découvert dans les trois puits forés en Alaska (Chandler 1, Wolf Creek 4 et Gubik 4). Les activités de forage ont été complétées aux puits Wolf Creek et Gubik, ils ont donc été obturés et abandonnés. Le puits Chandler a été suspendu provisoirement en vue de futurs essais éventuels. Ces puits font partie d'un programme multi-saisonnier et les résultats sont en train d'être évalués en vue de leur incorporation dans un plan d'ensemble visant à déterminer le caractère commercial de la mise en valeur du gaz naturel dans la région.

Gaz naturel nord-américain

Les installations du secteur Gaz naturel nord-américain ont continué de fonctionner de façon fiable au premier trimestre de 2009.

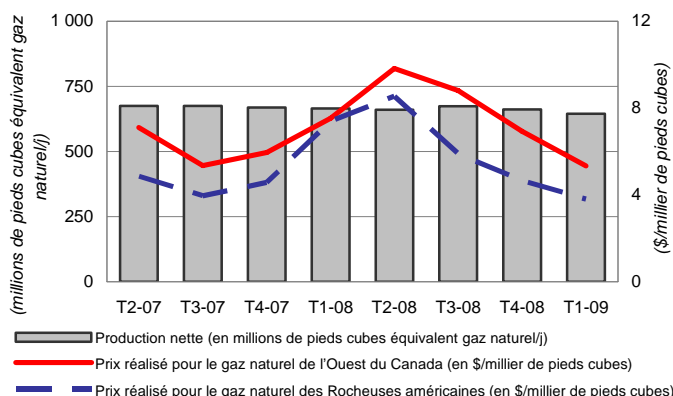
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Bénéfice net (perte nette)	(2) \$	74 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	59 \$	199 \$

Le secteur Gaz naturel nord-américain a réalisé une perte nette de 2 millions \$ au premier trimestre de 2009, comparativement à un bénéfice net de 74 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés et les volumes plus

faibles, combinés à la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement, ont été contrebalancés en partie par les frais d'exploration moins élevés.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 a inclus une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 24 millions \$ après impôts pour les coûts de développement de projet cumulés ayant trait au projet d'installation de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) proposé à Gros-Cacouna, au Québec, qui a été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



Au premier trimestre de 2009, la production du secteur Gaz naturel nord-américain a affiché une diminution de 3 % par rapport à la même période en 2008. La production moindre a reflété les dépenses d'investissement moins importantes et l'épuisement naturel des champs.

Les prix réalisés pour le gaz naturel dans l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines ont reculé de 29 % et de 48 %, respectivement, au premier trimestre de 2009, par rapport au même trimestre de 2008, conformément aux tendances des prix du marché.

	Premier trimestre 2009		Premier trimestre 2008	
Production nette (en millions de pi³ équivalent gaz naturel/j) ¹				
Ouest du Canada	542		561	
Rocheuses américaines	103		104	
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	645		665	
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi³) ¹	5,34	\$	7,53	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi³) ¹	3,81	\$	7,38	\$

1 Des renseignements sur la production de pétrole brut et de LGN du secteur Gaz naturel nord-américain, y compris les prix réalisés moyens pour ces marchandises, sont présentés aux pages 21 et 22, respectivement.

Les activités de production de gaz naturel de Petro-Canada dans l'Ouest du Canada ont connu une fiabilité de 99 % au premier trimestre de 2009.

Révisions planifiées

Aucune révision majeure n'est planifiée aux installations de traitement de gaz naturel de la Société au deuxième trimestre de 2009.

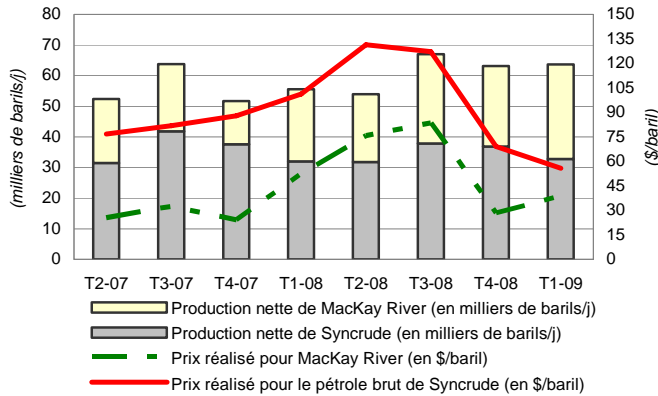
Sables pétrolifères

La solide fiabilité et la capacité accrue à MacKay River ont été contrebalancées par les prix plus bas.

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009		2008	
Bénéfice net (perte nette)	(68)	\$	112	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	25	\$	166	\$

Au premier trimestre de 2009, le secteur Sables pétrolifères a réalisé une perte nette de 68 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 112 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés plus faibles et les coûts d'exploitation, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus importants ont été contrebalancés en partie par la production plus élevée. La perte nette au premier trimestre de 2009 incluait une charge de 80 millions \$ avant impôts (56 millions \$ après impôts) visant à refléter les coûts additionnels pour résilier certains contrats d'approvisionnements en produits et services et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de certaines immobilisations corporelles dus au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production de Syncrude est demeurée relativement inchangée au premier trimestre de 2009, par rapport au premier trimestre de 2008. La production durant le trimestre considéré a été réduite par des contraintes liées à la production de bitume et le début anticipé de la révision du cokeur 8-3. La production au premier trimestre de 2008 avait été touchée par les conditions météorologiques hivernales rigoureuses. Les prix réalisés à Syncrude au premier trimestre de 2009 ont affiché une diminution de 45 %, par rapport au premier trimestre de 2008.

La production à MacKay River a affiché une hausse de 31 % au premier trimestre de 2009, par rapport à la même période en 2008, en raison d'une solide fiabilité et d'une capacité accrue. L'accord de traitement avec Suncor a pris effet le 1^{er} janvier 2009, ce qui a permis à MacKay River de réaliser un prix combiné du pétrole brut synthétique sulfureux et du bitume au premier trimestre de 2009, plutôt qu'un prix du bitume seulement comme au cours des trimestres antérieurs. Les prix réalisés combinés à MacKay River ont été en moyenne de 38,76 \$/baril au premier trimestre de 2009, comparativement à un prix moyen de 52,43 \$/baril pour le bitume au premier trimestre de 2008.

	Premier trimestre 2009	Premier trimestre 2008
Production nette (en barils/j)		
Syncrude	32 800	32 000
MacKay River ¹	30 900	23 500
Production totale nette – Sables pétrolifères	63 700	55 500
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/baril)	55,68 \$	101,27 \$
Prix réalisé pour MacKay River (en \$/baril) ¹	38,76 \$	52,43 \$

1 Les prix réalisés à MacKay River pour 2009 reflètent un prix combiné pour le synthétique sulfureux grâce à l'accord de traitement avec Suncor et pour le bitume, alors que les prix pour 2008 ne reflétaient que le prix du bitume. La production indiquée reflète le nombre de barils de bitume pour 2009 et 2008.

Au premier trimestre de 2009, les activités à MacKay River ont continué d'être excellentes, avec une capacité accrue et une fiabilité moyenne de 98 %. Par conséquent, MacKay River a enregistré un taux de production moyen de 30 900 barils/j durant le trimestre considéré, ce qui constitue un record.

La production à Syncrude a continué d'être touchée négativement par des contraintes qui ont fait en sorte que la production du bitume a été inférieure aux volumes prévus. Bien que des mesures soient mises en place pour régler les contraintes actuelles, on s'attend à ce que la production soit touchée de façon négative durant le reste de 2009. La révision du cokeur 8-3 a débuté un mois plus tôt que prévu en raison de difficultés opérationnelles.

Projet Fort Hills

Le volet exploitation minière du projet demeure en attente jusqu'à ce que des réductions de coûts soient possibles, que les prix des marchandises et les marchés financiers se stabilisent et que la fusion planifiée avec Suncor soit finalisée. La société en nom collectif Fort Hills Energy Limited Partnership (FHELP) reporte le projet de l'usine de valorisation pour le moment afin de réduire les coûts globaux s'y rapportant.

Les activités durant le trimestre ont mis l'accent sur les occasions d'amélioration dans tous les domaines, notamment la réduction des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation, la réalisation d'économies dans le cadre de l'exécution des projets et le rajustement du calendrier de projet d'ensemble pour la production de bitume. Une fois ce travail achevé, la société en nom collectif Fort Hills préparera une estimation de coûts finale. Bien que les nouvelles commandes de matériel et de services aient été mises en attente, une partie du matériel à long délai d'approvisionnement actuellement en commande demeure en commande et on prévoit en prendre livraison et l'entreposer. Certains contrats existants pour l'approvisionnement et l'entretien de matériel ont été résiliés ou suspendus.

La société en nom collectif Fort Hills a conclu un accord avec le gouvernement de l'Alberta pour prolonger la durée des concessions de sables pétrolifères de Fort Hills jusqu'en 2019. En vertu des conditions de l'extension des concessions, la société en nom collectif Fort Hills s'est engagée à valoriser le bitume produit durant la deuxième phase du projet Fort Hills en Alberta.

L'approbation réglementaire et le décret en conseil pour l'usine de valorisation Sturgeon ont été obtenus de l'Energy Resources Conservation Board en janvier 2009. Au quatrième trimestre de 2008, la société en nom collectif Fort Hills a obtenu l'approbation réglementaire pour un amendement au plan de mine proposé, qui incorpore des améliorations déterminées dans le cadre du processus d'optimisation du plan de mine.

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 fera passer la production à 40 000 barils/j. Le projet a été mis en attente et les travaux ont ralenti jusqu'à ce que les coûts puissent être réduits, que les marchés des marchandises et les marchés financiers se stabilisent et que la fusion proposée avec Suncor soit réalisée.

Révisions planifiées

Syncrude devrait achever la révision planifiée du cokeur 8-3 au deuxième trimestre de 2009. La production à MacKay River serait touchée au troisième trimestre de 2009 par la maintenance planifiée de la centrale de cogénération exploitée par un tiers.

International et extracôtier

Côte Est du Canada

Le projet de mise en valeur des extensions de White Rose a progressé avec les activités de forage de développement, d'approvisionnement et de fabrication pour la portion North Amethyst du projet.

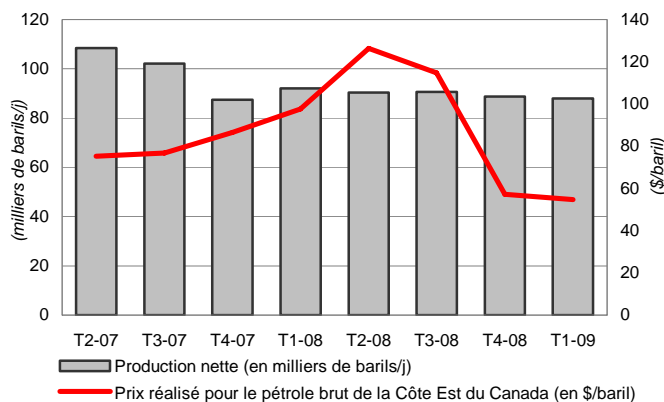
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009		2008	
Bénéfice net ¹	104	\$	375	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	249	\$	485	\$

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont réduit le bénéfice net de 39 millions \$ avant impôts (27 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2009. Le même facteur avait diminué le bénéfice net de 6 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008.

Le secteur Côte Est du Canada a réalisé un bénéfice net de 104 millions \$ au premier trimestre de 2009, en baisse par rapport à 375 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés et la production plus faibles ont été contrebalancés en partie par la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement moins élevée.

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

Production et prix – Côte Est du Canada



Au premier trimestre de 2009, la production du secteur Côte Est du Canada a affiché une diminution de 5 %, par rapport à la même période en 2008. La production à Hibernia a été légèrement plus élevée en raison de l'incidence positive de récents reconditionnements de puits, d'une fiabilité élevée et de l'ajout d'un nouveau puits de production, ce qui a contrebalancé l'épuisement naturel. La production à White Rose a été plus élevée en raison de la réalisation d'une révision de 13 jours au premier trimestre de 2008. La production à Terra Nova a été plus faible en raison de l'épuisement naturel du champ.

Au premier trimestre de 2009, les prix réalisés pour le pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont affiché une diminution de 44 %, par rapport au premier trimestre de 2008.

	Premier trimestre 2009	Premier trimestre 2008
Production nette (<i>en barils/j</i>)		
Terra Nova	34 500	40 100
Hibernia	27 000	26 600
White Rose	<u>26 400</u>	<u>25 400</u>
Production totale nette – Côte Est du Canada	87 900	92 100
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (<i>en \$/baril</i>)	54,65	\$ 97,70

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité des installations de 96 % au premier trimestre de 2009. La performance de la tête d'injection du NPSD Terra Nova est demeurée stable au premier trimestre de 2009. Tout l'équipement et le matériel sont en place pour la réparation ou le remplacement de la tête d'injection, au besoin.

Révisions planifiées

La révision planifiée de 21 jours à Hibernia a été reportée au deuxième trimestre de 2009.

Terra Nova planifie une révision de neuf jours au deuxième trimestre de 2009 pour effectuer l'essai périodique des systèmes d'urgence et une révision de 21 jours au troisième trimestre de 2009 pour la réalisation du programme réglementaire et de maintenance planifié.

White Rose prévoit réaliser une révision et une maintenance réglementaires de 28 jours au troisième trimestre de 2009, qui sera suivie d'une autre période de production réduite qui durera environ 40 jours pour la réalisation de travaux sous-marins associés au raccordement du projet North Amethyst.

Mise en valeur des extensions de White Rose

Au début du deuxième trimestre de 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont obtenu l'approbation réglementaire pour la mise en valeur du champ North Amethyst et la Société a donné son approbation interne à la poursuite du projet. L'ingénierie détaillée pour la portion North Amethyst du projet est maintenant achevée. Le forage de développement a débuté et l'approvisionnement et les activités de fabrication pour le projet ont continué de progresser conformément à l'échéancier qui prévoit l'entrée en production du champ pétrolifère vers la fin de 2009 ou le début de 2010. North Amethyst est la première de trois extensions délimitées du champ White Rose original. La sélection du concept se poursuit pour le champ satellite West White Rose.

Hebron

Durant le troisième trimestre de 2008, les partenaires dans le projet Hebron ont conclu un accord avec le gouvernement provincial au sujet des conditions commerciales devant s'appliquer à la mise en valeur du champ Hebron. Le transfert du rôle d'exploitation de Chevron Canada Ltd. à ExxonMobil Canada Properties a pris effet au quatrième trimestre de 2008. Durant le premier trimestre de 2009, les activités d'ingénierie et de conception préliminaires se sont poursuivies et la description du projet Hebron été soumise à l'Office-Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers en mars 2009. ExxonMobil ouvrira un bureau du projet Hebron au deuxième trimestre de 2009.

Redevances du secteur Côte Est du Canada

Au premier trimestre de 2009, les redevances du secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 25 % des produits bruts, comparativement à 22 % au premier trimestre de 2008. La production de Terra Nova a été assujettie à une redevance de niveau I de 30 % des produits nets et à une redevance de niveau II additionnelle de 12,5 % des produits nets, qui a été déclenchée au cours du deuxième trimestre de 2008. La production de White Rose a été assujettie à une redevance de niveau I de 20 % des produits nets et à une redevance de niveau II additionnelle de 10 % des produits nets, qui a été déclenchée au cours du premier trimestre de 2008. La production d'Hibernia a continué d'être assujettie à une redevance de base de 5 % des produits bruts. Cependant, le taux des redevances versées au gouvernement provincial devrait passer de 5 % des produits bruts à 30 % des produits nets dans un avenir rapproché. En outre, la production d'Hibernia a été assujettie à une participation du gouvernement fédéral dans les profits nets d'au plus 10 % des produits nets à compter du premier trimestre de 2009.

International

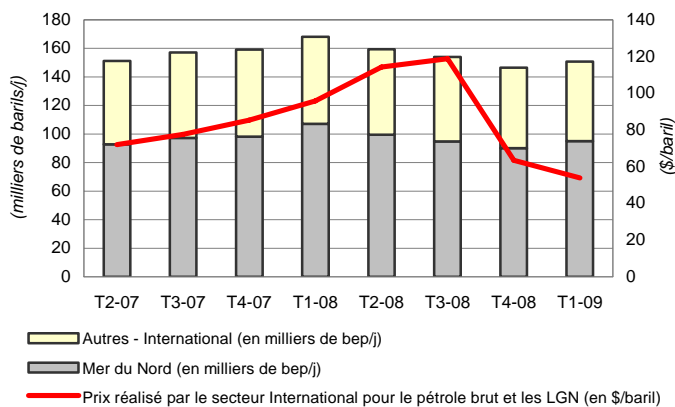
Le secteur International a connu un solide trimestre sur le plan de l'exploitation grâce à la robuste performance opérationnelle à Buzzard. La mise en valeur du projet gazier Ebla en Syrie se poursuit conformément à l'échéancier et au budget.

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009		2008	
Bénéfice net ¹	41	\$	336	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	146	\$	506	\$

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2009. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 34 millions \$ avant impôts (25 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008.

Au premier trimestre de 2009, le secteur International a réalisé un bénéfice net de 41 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 336 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés plus bas du pétrole brut et les volumes de production moins élevés ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation et les frais d'exploration moins importants.

Production et prix – International



La production du secteur International a affiché une diminution de 10 % au premier trimestre de 2009, par rapport au premier trimestre de 2008.

Au premier trimestre de 2009, la production provenant des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord a diminué de 11 %, ce qui a reflété un arrêt non planifié de l'installation Triton pour des réparations de compresseur et l'épuisement naturel de plusieurs actifs en mer du Nord. La production des autres régions du secteur International a affiché un recul de 9 % au premier trimestre de 2009, par rapport au premier trimestre de 2008 en raison des contraintes liées à des quotas de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) imposés en Libye.

	Premier trimestre 2009		Premier trimestre 2008	
Production nette (en bep/j)				
Secteur britannique de la mer du Nord	77 600		84 300	
Secteur néerlandais de la mer du Nord	17 400		<u>22 800</u>	
Mer du Nord	95 000		107 100	
Autres – International	55 700		<u>61 100</u>	
Production totale nette – International	150 700		168 200	
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/baril)	53,92	\$	95,90	\$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi³)	7,99	\$	7,99	\$

Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont affiché une diminution de 44 % au premier trimestre de 2009, par rapport à la même période en 2008. Les prix réalisés pour le gaz naturel sont demeurés inchangés au premier trimestre de 2009, par rapport à la même période l'an dernier.

Mer du Nord

La production de Buzzard s'est chiffrée en moyenne à 214 100 bep/j bruts (64 100 bep/j nets) au premier trimestre de 2009, légèrement en hausse par rapport au même trimestre de 2008. Les activités d'ingénierie détaillée et de commande du matériel à long délai d'approvisionnement sont en cours pour la quatrième plateforme, que l'on construit en vue de pouvoir traiter les hydrocarbures d'une teneur en sulfure d'hydrogène plus élevée que prévu que produiront certains puits à Buzzard. Buzzard planifie une révision de 28 jours au troisième trimestre de 2009 pour effectuer des inspections réglementaires et réaliser des raccordements pour la quatrième plateforme. La production sera réduite durant une période additionnelle de 14 jours durant le troisième trimestre en raison de travaux de maintenance portant sur le réseau de

pipeline Forties.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, les installations De Ruyter et Hanze ont continué de bien fonctionner, ayant enregistré une production de 21 700 bep/j bruts (environ 11 100 bep/j nets) au premier trimestre de 2009.

Autres régions du secteur International

La production en Libye a été en moyenne de 43 400 bep/j au premier trimestre de 2009, en baisse par rapport à 49 800 bep/j au même trimestre de 2008 en raison de contraintes liées à des quotas de l'OPEP.

La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 74 millions de pi³/j au premier trimestre de 2009, en hausse par rapport à 68 millions de pi³/j au premier trimestre de 2008, ce qui a reflété la demande accrue du terminal d'Atlantic LNG et la disponibilité accrue des champs.

Projet gazier Ebla en Syrie

Le projet gazier Ebla en Syrie devrait produire 80 millions de pi³/j de gaz naturel à compter de son entrée en production prévue pour 2010. Le projet était achevé à 60 % à la fin du premier trimestre de 2009. Trois puits ont été forés dont un a été mis à la disposition de l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction pour un raccordement.

Contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) en Libye

Le travail a maintenant débuté en ce qui concerne la mise en œuvre des projets associés aux nouveaux CEPP, en mettant l'accent sur la préparation du programme de mise en valeur du champ Amal et le lancement du nouveau programme d'exploration. Les activités sismiques se sont poursuivies au premier trimestre de 2009 avec le déploiement de quatre équipes sismiques. À la fin du premier trimestre de 2009, le programme sismique était achevé à environ 25 %. La Société s'attend à entreprendre le forage d'un premier puits d'exploration exploité par Petro-Canada durant la deuxième moitié de l'exercice 2009.

Au début de janvier 2009, la National Oil Company (NOC) de Libye a avisé la Société que la production provenant des CEPP de Petro-Canada en Libye serait limitée à 85 000 barils/j bruts (42 500 barils/j nets) en raison du quota sur lequel se sont entendus les producteurs membres de l'OPEP en décembre 2008.

Révisions planifiées

Buzzard planifie une révision de 28 jours au troisième trimestre de 2009 pour effectuer des inspections réglementaires et réaliser des raccordements pour le projet d'amélioration. La production sera réduite durant une période additionnelle de 14 jours durant le troisième trimestre en raison de travaux de maintenance portant sur le réseau de pipeline Forties.

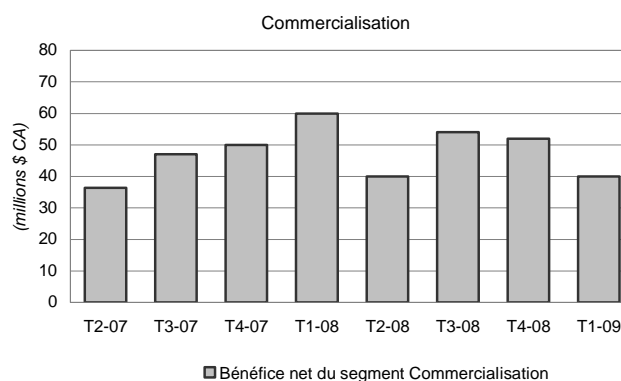
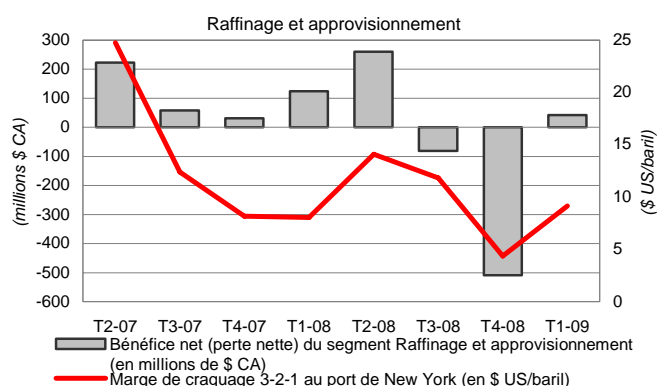
AVAL

Le secteur Aval a continué d'accroître graduellement le taux de production des installations du PCR à Edmonton.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Bénéfice net	82	184
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	298	(16)

Le secteur Aval a réalisé un bénéfice net de 82 millions \$ au premier trimestre de 2009, nettement en baisse par rapport à 184 millions \$ au même trimestre de 2008. L'incidence des fluctuations des coûts des charges d'alimentation de pétrole brut dans un contexte où on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS était plus faible comparativement à la même période l'an dernier. D'autres facteurs ont eu une incidence négative sur le bénéfice : les marges de craquage plus faibles pour les distillats, les écarts de prix défavorables entre les qualités de pétrole brut et les rendements en produits moins élevés dans les raffineries. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges de raffinage réalisées plus élevées, les marges de craquage plus favorables pour l'essence et les incidences positives des opérations de change.

Bénéfice net du secteur Aval



	Premier trimestre 2009		Premier trimestre 2008	
Bénéfice net du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	42	\$	124	\$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	9,16	\$	8,06	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago (en \$ US/baril)	8,93	\$	7,04	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle (en \$ US/baril)	13,44	\$	9,53	\$
Bénéfice net du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	40	\$	60	\$

La marge de craquage 3-2-1 des raffineries au port de New York a été en moyenne de 9,16 \$ US/baril au premier trimestre de 2009, en hausse par rapport à 8,06 \$ US/baril au premier trimestre de 2008. L'écart moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 5,89 \$ US/baril au premier trimestre de 2009, comparativement à 15,77 \$ US/baril au premier trimestre de 2008. L'écart moyen entre les prix canadiens du brut léger et du brut lourd a été de 9,02 \$ US/baril au premier trimestre de 2009, comparativement à 21,61 \$ US/baril au premier trimestre de 2008.

Au premier trimestre de 2009, les ventes totales de produits pétroliers raffinés se sont chiffrées à 4,6 milliards de litres, ce qui représente une diminution de 3,3 % par rapport à la même période l'an dernier. La diminution a reflété les volumes de ventes en gros, de ventes de lubrifiants et de ventes au détail plus faibles, contrebalancés en partie par les volumes accrus du segment Raffinage et approvisionnement.

Le segment Raffinage et approvisionnement a réalisé un bénéfice net de 42 millions \$ au premier trimestre de 2009, nettement en baisse par rapport à un bénéfice net de 124 millions \$ au même trimestre de 2008. Les résultats ont été touchés négativement par les quatre facteurs suivants présentés en ordre décroissant d'incidence. Premièrement, les modifications du profil de prix du pétrole brut influant sur les coûts des charges d'alimentation dans un contexte où on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS ont été inférieures comparativement à la même période l'an dernier. Deuxièmement, les marges de craquage sur les distillats ont été plus faibles. Troisièmement, les écarts de prix entre les qualités de bruts ont été défavorables. Quatrièmement, les rendements en produits de la raffinerie d'Edmonton ont été inférieurs. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges de raffinage réalisées accrues pour les lubrifiants, les bitumes, le coke, le mazout lourd, les gaz de pétrole liquéfiés et les huiles légères, les marges de craquage plus élevées pour l'essence et l'incidence positive liées à la conversion de devises.

Le segment Commercialisation a réalisé un bénéfice net de 40 millions \$ au premier trimestre de 2009, en baisse par rapport à 60 millions \$ au même trimestre de 2008. Les résultats du segment Commercialisation au premier trimestre de 2009 ont reflété l'incidence des coûts des charges d'alimentation dans le segment des Lubrifiants en raison des variations du profil de prix du pétrole brut par rapport à la même période l'an dernier dans un contexte où on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS et des volumes des ventes plus faibles dans l'ensemble. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges accrues pour les carburants.

Projet de conversion de raffinerie (PCR) à Edmonton

À la raffinerie d'Edmonton, la Société a converti l'installation afin qu'elle utilise une charge d'alimentation à base de sables pétrolières. Le PCR permet 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, au lieu de la charge d'alimentation constituée de pétrole brut léger classique plus coûteux qu'elle raffinait antérieurement.

La raffinerie d'Edmonton a continué d'accroître progressivement le taux de production des installations du PCR au premier trimestre de 2009. En janvier 2009, une perturbation des activités et une demande réduite du marché ont affaibli les rendements en produits à la raffinerie d'Edmonton pour le trimestre.

Cokeur de Montréal

Le projet de cokeur de Montréal est en attente jusqu'à ce que les prix des marchandises et les marchés financiers se stabilisent et que la fusion proposée avec Suncor soit réalisée. Pour le reste de 2009, les activités seront consacrées en priorité à la réalisation des travaux d'ingénierie, au respect des engagements en matière d'approvisionnement et à l'avancement de la construction jusqu'à une phase qui profitera à la raffinerie, peu importe si le projet se poursuit. La Société continue à réviser les coûts du projet afin de tirer parti de la conjoncture actuelle du marché.

Activité de révision dans le secteur Aval

Des activités de révision et de maintenance sont planifiées pour le deuxième trimestre de 2009 aux raffineries d'Edmonton et de Montréal. Comme c'est le cas dans le cadre de toute activité de révision planifiée dans le secteur Aval, des ententes d'approvisionnement sont en place pour répondre à la demande du marché pendant les interruptions.

SOCIÉTÉ

Services partagés et éliminations (en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Perte nette	(204)	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(305)	95

Les Services partagés et éliminations ont réalisé une perte nette de 204 millions \$ au premier trimestre de 2009, comparativement à une perte nette de 5 millions \$ à la même période en 2008. La perte nette au premier trimestre de 2009 a inclus une perte de 99 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères, une charge de 25 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et une charge de 19 millions \$ liée à l'élimination des profits des unités commerciales d'amont pour les ventes de pétrole brut au secteur Aval lorsque ce dernier possède encore des stocks de pétrole brut. La perte nette au premier trimestre de 2008 a inclus un recouvrement de 68 millions \$ lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, une perte de 48 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et un recouvrement de 3 millions \$ lié au recouvrement des pertes des unités commerciales d'amont pour les ventes de pétrole brut au secteur Aval lorsque ce dernier possède encore des stocks de pétrole brut.

Les intérêts débiteurs ont été de 78 millions \$ avant impôts (54 millions \$ après impôts) durant le premier trimestre de 2009, en hausse par rapport à 48 millions \$ avant impôts (33 millions \$ après impôts) au premier trimestre de l'exercice précédent. La Société a capitalisé des intérêts débiteurs de 11 millions \$ durant le trimestre, comparativement à 13 millions \$ au premier trimestre de 2008.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été touchés par les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société. Ces reports ont entraîné une diminution d'environ 111 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation durant le trimestre, comparativement à une diminution d'environ 1 million \$ à la même période l'an dernier.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	472	\$ 1 435
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :		
Activités d'investissement	(1 049)	(970)
Activités de financement	(96)	(434)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(673)	31
Trésorerie et équivalents de trésorerie	772	\$ 262

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, mesure clé du niveau d'endettement à court terme, était de 1,1 fois au 31 mars 2009, soit à l'intérieur de la fourchette à long terme de la Société qui est d'au plus 2,0 fois. Le ratio dette/dette plus les capitaux propres, mesure à long terme de la structure du capital, était de 24,2 % au 31 mars 2009, au-dessous de la fourchette à long terme de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	31 mars 2009	31 décembre 2008	31 mars 2008
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <i>(en nombre de fois)</i> ¹	1,1	0,7	0,9
Dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	24,2	23,5	18,9

1 Calculé sur une base mobile sur 12 mois.

Activités d'exploitation

Le surplus du fonds de roulement lié à l'exploitation était de 477 millions \$ au 31 mars 2009, en excluant la trésorerie et les équivalents de trésorerie, la tranche à court terme de la dette à long terme et les effets à payer à court terme, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 46 millions \$ au 31 décembre 2008. L'augmentation du fonds de roulement lié à l'exploitation jusqu'en position de surplus au 31 mars 2009 a surtout reflété la diminution des impôts à payer, étant donné que d'importants acomptes provisionnels d'impôts canadiens avaient été payés durant le trimestre, et une diminution des créditeurs et des charges à payer en raison d'une diminution des dépenses.

Activités d'investissement

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Amont		
Gaz naturel nord-américain	95	\$ 167
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	139	178
Côte Est du Canada	55	38
International	348	251
	637	634
Aval		
Raffinage et approvisionnement	33	352
Ventes et marketing	4	23
Lubrifiants	6	3
	43	378
Services partagés	1	4
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	681	1 016
Autres actifs	-	-
Total des dépenses en immobilisations	681	\$ 1 016

Activités de financement

À la fin du premier trimestre de 2009, la Société avait accès à des facilités de crédit engagées et à des facilités de crédit à vue bilatérales totalisant 3 822 millions \$ et 775 millions \$, respectivement, dont une tranche de 333 millions \$ était utilisée pour des lettres de crédit et la couverture de découvert. Les facilités engagées sont en place jusqu'en 2013 et la portion consortiale de ces facilités, qui totalise 3 570 millions \$, peut servir à fournir les liquidités nécessaires au soutien d'un programme de papier commercial. La Société n'a pas l'intention d'émettre de papier commercial à court terme et aucun papier commercial n'était en cours au 31 mars 2009.

Au 31 mars 2009, les cotes de crédit attribuées à la dette à long terme non garantie de la Société étaient de Baa2, en cours, selon Moody's Investors Service, de BBB sous surveillance avec conséquences positives selon Standard & Poor's et de A (bas) sous examen avec conséquences en cours selon Dominion Bond Rating Service (DBRS). Les titres d'emprunt à court terme de la Société sont cotés R-1 (bas) sous examen avec conséquences en cours selon DBRS.

En dépit des bouleversements récents sur les marchés financiers, la Société continue de jouir d'une capacité et d'une flexibilité financières solides en raison de sa capacité de générer des flux de trésorerie, de son accès aux soldes de trésorerie existants et d'une importante capacité d'emprunt en vertu de ses facilités de crédit et du fait qu'elle n'a pas d'exigences de refinancement à court terme. Pour 2009, la Société s'attend à couvrir son programme de dépenses en immobilisations au moyen des flux de trésorerie et, au besoin, en ayant recours aux facilités de crédit disponibles. La Société surveillera les marchés de l'énergie et les marchés financiers tout au long de l'exercice et tirera parti de la flexibilité de son programme de dépenses en immobilisations pour échelonner les projets et ajuster les dépenses d'investissement en conséquence.

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 ensuite de remettre de l'argent aux actionnaires par la voie de dividendes et d'un programme de rachat d'actions.

Petro-Canada revoit régulièrement sa stratégie en matière de dividendes pour s'assurer que sa politique de dividende est alignée sur les attentes des actionnaires et sur ses objectifs financiers et de croissance. Les dividendes totaux versés au premier trimestre de 2009 ont été de 97 millions \$ (0,20 \$/action), comparativement à 63 millions \$ (0,13 \$/action) à la même période l'an dernier.

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

Passif éventuel et obligations contractuelles

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2008 de la Société et les passifs éventuels sont communiqués à la note 28 des états financiers consolidés annuels 2008. Les obligations contractuelles totales au 31 mars 2009 s'élevaient à 36,1 milliards \$. Durant le premier trimestre de 2009, les obligations contractuelles ont diminué de 0,9 milliard \$, surtout en raison des engagements d'achat de produits moins importants.

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 29 des états financiers consolidés annuels 2008. 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

Les activités de gestion des risques de Petro-Canada sont menées conformément aux lignes directrices et aux principes établis par le Conseil d'administration. Sur une base courante, Petro-Canada surveille les risques auxquels la Société s'expose, cerne les nouveaux risques et évalue la suffisance des efforts d'atténuation. Pour plus de renseignements sur les risques liés aux activités de Petro-Canada, les lecteurs devraient se référer à la notice annuelle 2008 de Petro-Canada et à la section traitant de la gestion des risques dans le rapport de gestion annuel 2008.

Fusion avec Suncor Energy Inc.

Le 23 mars 2009, Petro-Canada a annoncé son intention de regrouper ses activités avec celles de Suncor. La société résultant de la fusion sera exposée à certains risques, y compris ceux décrits dans les sections sur le risque des notices annuelles de Suncor et de Petro-Canada ainsi qu'aux risques liés à la fusion en tant que telle. Ceux-ci peuvent inclure, sans toutefois s'y limiter, le risque que le regroupement d'entreprises envisagé ne soit pas approuvé par les actionnaires de l'une ou l'autre des sociétés ou par les organismes de réglementation compétents et le risque que les avantages envisagés de la fusion ne se réalisent pas. La fusion proposée est conditionnelle à l'approbation des actionnaires des deux sociétés, au respect de la *Loi sur la concurrence* et à l'obtention d'autres approbations courantes, dont celles d'organismes de réglementation, de bourses des valeurs et de la Cour du banc de la Reine de l'Alberta.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (IFRS)

Au cours de 2008, le Conseil des normes comptables (CNC) du Canada a confirmé que les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada pour la préparation de leurs états financiers intermédiaires et annuels. La conversion à ces normes devra avoir été mise en œuvre pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011.

La Société a mené à bien les première et deuxième phases de son projet IFRS. Elle a dû pour cela développer un plan de projet IFRS détaillé et mettre sur pied une équipe IFRS, fournir des séances de formation à l'échelle de la Société et réaliser une analyse exhaustive de l'incidence des différences entre les PCGR et les IFRS déterminées à l'étape initiale d'évaluation de la portée du projet. En outre, une évaluation initiale des exemptions prévues par IFRS 1 et des systèmes financiers a été effectuée.

La Société est actuellement engagée dans la troisième phase de son projet IFRS. Au cours de cette phase, la Société met en œuvre les changements requis à apporter aux processus d'affaires, aux systèmes financiers, aux conventions comptables, aux contrôles en matière de communication de l'information et aux contrôles internes à l'égard de l'information financière. Des comptes rendus réguliers continuent d'être fournis à la haute direction de la Société et au Comité de vérification, des finances et du risque du Conseil d'administration. Des séances de formation des employés auront lieu tout au long de la période de mise en œuvre et les développements relatifs aux normes IFRS nouvelles ou révisées seront surveillés.

Le projet IFRS de la Société continue de se dérouler conformément à l'échéancier qui permettra de respecter la date de basculement prévue.

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 31 mars 2009, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 484,9 millions et il a été en moyenne de 484,8 millions durant le premier trimestre de 2009, comparativement à 483,6 millions d'actions ordinaires en circulation au 31 mars 2008 et à un nombre moyen de 484,0 millions pour le trimestre terminé le 31 mars 2008.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le mardi 28 avril 2009 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-800-769-8320 (sans frais en Amérique du Nord), 00-800-4222-8835 (sans frais à l'étranger) ou le 416-695-6622 à 8 h 55, HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-800-952-4972 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-7848 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 28 avril 2009 à 9 h, HAE. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence téléphonique en direct pourront en écouter un enregistrement sur le site Web de Petro-Canada 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 4003670#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AMONT
31 mars 2009

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Avant redevances		
Production de pétrole brut et de LGN, nette (<i>en milliers de barils/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain	13,7	13,1
Sables pétrolifères	63,7	55,5
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	87,9	92,1
International		
Mer du Nord	85,6	97,4
Autres – International	43,4	49,8
	294,3	307,9
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (<i>en millions de pi³/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain	563	586
International		
Mer du Nord	56	58
Autres – International	74	68
	693	712
Production totale, nette avant redevances (<i>en milliers de bep/j</i>) ¹	410	427
Après redevances		
Production de pétrole brut et de LGN, nette (<i>en milliers de barils/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain	10,2	10,0
Sables pétrolifères	63,0	50,6
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	66,1	72,1
International		
Mer du Nord	85,6	97,4
Autres – International	18,4	45,8
	243,3	275,9
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (<i>en millions de pi³/j</i>)		
Gaz naturel nord-américain	474	466
International		
Mer du Nord	56	58
Autres – International	74	68
	604	592
Production totale, nette après redevances (<i>en milliers de bep/j</i>) ¹	344	375

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**31 mars 2009**

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Pétrole brut et LGN (<i>en \$/baril</i>)		
Gaz naturel nord-américain	44,34	89,23
Sables pétrolifères	47,47	80,61
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	54,65	97,70
International		
Mer du Nord	54,03	94,31
Autres – International	52,84	99,13
Total – pétrole brut et LGN	52,08	93,38
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>)		
Gaz naturel nord-américain	5,14	7,51
International		
Mer du Nord	11,92	10,77
Autres – International	4,09	4,95
Total – gaz naturel	5,62	7,59

TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS**31 mars 2009**

<i>(en pourcentage du produit des ventes)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Gaz naturel nord-américain	17 %	21 %
Sables pétrolifères	1 %	9 %
<i>International et extracôtier</i>		
Côte Est du Canada	25 %	22 %
International		
Mer du Nord	–	–
Autres – International ¹	45 %	7 %
Total	16 %	12 %

1 Les taux de redevances accrus reflètent une portion de la NOC dans le cadre des nouveaux CEPP en Libye et devraient être lus parallèlement à la fiche d'information sur les CEPP en Libye mise à jour en mars 2009.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AVAL
31 mars 2009

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Ventes de produits pétroliers (<i>en milliers de m³/j</i>)		
Essence		
Est du Canada	13,5	12,8
Ouest du Canada	9,7	10,8
	23,2	23,6
Distillats		
Est du Canada	8,8	8,9
Ouest du Canada	9,3	10,8
	18,1	19,7
Divers, dont les produits pétrochimiques	9,8	8,9
Total – ventes de produits pétroliers	51,1	52,2
Pétrole brut traité par Petro-Canada (<i>en milliers de m³/j</i>)		
Est du Canada	20,3	19,7
Ouest du Canada	15,5	21,1
Total – pétrole brut traité par Petro-Canada	35,8	40,8
Utilisation moyenne des raffineries (<i>en pourcentage</i>)	88	101
Bénéfice net après impôts du secteur Aval (<i>en cents/litre</i>)	1,8	3,9

PRIX MOYENS RÉALISÉS – AVAL
31 mars 2009

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Prix à la rampe (<i>en cents canadiens/litre</i>)		
Essence		
Est du Canada	46,75	70,82
Ouest du Canada	48,81	70,15
Distillats		
Est du Canada	54,64	81,62
Ouest du Canada	50,50	80,61
Prix à la pompe (<i>en cents canadiens/litre, à l'exclusion des taxes</i>)		
Essence		
Est du Canada	53,49	76,23
Ouest du Canada	58,89	80,02

DONNÉES SUR LES ACTIONS**31 mars 2009**

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (<i>en millions</i>)	484,8	484,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (<i>en millions</i>) ¹	484,8	488,0
Bénéfice net (perte nette) – de base (<i>en \$/action</i>)	(0,10)	2,22
– dilué (<i>en \$/action</i>)	(0,10)	2,20
Dividendes (<i>en \$/action</i>)	0,20	0,13
Bourse de Toronto :		
Cours des actions ² – haut	35,70	55,35
– bas	24,88	42,77
– clôture aux 31 mars	33,87	44,72
Actions négociées (<i>en millions</i>)	174,6	155,9
Bourse de New York :		
Cours des actions ³ – haut	29,29	55,99
– bas	19,46	41,95
– clôture aux 31 mars	26,58	43,41
Actions négociées (<i>en millions</i>)	191,5	86,0

1 Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2009, le nombre d'actions ordinaires diluées en circulation excluait 1,7 million d'options sur actions étant donné que leur incidence était antidilutive. Voir la note 5 des états financiers consolidés non vérifiés pour les trois mois terminés le 31 mars 2009.

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

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

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES**31 mars 2009***(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009		2008	
Bénéfice net (perte nette)				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	(2)	\$	74	\$
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	(68)		112	
Côte Est du Canada	104		375	
International	41		336	
Aval	82		184	
Services partagés	(204)		(5)	
Bénéfice net (perte nette)	(47)	\$	1 076	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	472	\$	1 435	\$
Capital investi moyen ¹				
Amont	10 807	\$	9 103	\$
Aval	7 239		5 862	
Services partagés	457		275	
Total – Société	18 503	\$	15 240	\$
Rendement du capital investi (<i>en pourcentage</i>) ¹				
Amont	26,9		28,4	
Aval	(1,4)		10,7	
Total – Société	10,2		21,9	
Rendement des capitaux propres (<i>en pourcentage</i>) ¹	13,9		26,2	
Dette	4 890	\$	3 176	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	772	\$	262	\$
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (<i>en nombre de fois</i>) ¹	1,1		0,9	
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (<i>en pourcentage</i>)	24,2		18,9	

1 Calculé sur une base mobile sur 12 mois.

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

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Produits		
Exploitation	3 971 \$	6 617 \$
Revenus (charges) de placement et autres (note 3)	-	(31)
	3 971	6 586
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	1 956	2 963
Exploitation, commercialisation et administration (note 4)	1 051	843
Exploration	108	143
Amortissement pour dépréciation et épuisement (note 4)	560	523
Perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	103	55
Intérêts	78	48
	3 856	4 575
Bénéfice avant impôts	115	2 011
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	191	844
Futurs	(29)	91
	162	935
Bénéfice net (perte nette)	(47) \$	1 076 \$
Bénéfice par action (note 5)		
De base	(0,10) \$	2,22 \$
Dilué	(0,10) \$	2,20 \$

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

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Bénéfice net (perte nette)	(47) \$	1 076 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(41)	207
Résultat étendu	(88) \$	1 283 \$

Voir les notes complémentaires

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 31 mars**

(en millions de dollars canadiens)

Trois mois terminés les 31 mars

	2009		2008	
Activités d'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	(47)	\$	1 076	\$
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement (note 4)	560		523	
Impôts futurs	(29)		91	
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	21		19	
Perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	103		55	
Gain à la vente d'actifs	(1)		(4)	
Autres	61		11	
Frais d'exploration	34		81	
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(230)		(417)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	472		1 435	
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(681)		(1 016)	
Produit de la vente d'actifs	3		12	
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(371)		34	
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(1 049)		(970)	
Activités de financement				
Augmentation des effets à court terme à payer	-		322	
Remboursement de la dette à long terme	(1)		(696)	
Produit de l'émission d'actions ordinaires	2		3	
Dividendes sur les actions ordinaires	(97)		(63)	
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(96)		(434)	
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(673)		31	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	1 445		231	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	772	\$	262	\$

Voir les notes complémentaires

BILAN CONSOLIDÉ (non vérifié)**Au 31 mars 2009**

(en millions de dollars canadiens)

	31 mars 2009		31 décembre 2008	
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalent de trésorerie	772	\$	1 445	\$
Débiteurs	2 864		2 844	
Stocks	1 358		1 289	
Impôts futurs	32		25	
	5 026		5 603	
Immobilisations corporelles, montant net	23 629		23 485	
Écart d'acquisition	845		852	
Autres actifs	436		437	
	29 936	\$	30 377	\$
Passif et capitaux propres				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	3 070	\$	3 186	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	707		1 018	
Tranche à court terme de la dette à long terme	3		3	
	3 780		4 207	
Dette à long terme (note 6)				
Autres passifs	4 887		4 746	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 225		1 240	
Impôts futurs	1 590		1 527	
	3 163		3 182	
Capitaux propres				
Actions ordinaires	1 390		1 388	
Surplus d'apport	21		22	
Bénéfices non répartis	13 918		14 062	
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Écart de conversion de devises étrangères	(38)		3	
	15 291		15 475	
	29 936	\$	30 377	\$

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

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009	2008		
Bénéfices non répartis au début de la période	14 062	\$	11 248	\$
Bénéfice net (perte nette)	(47)		1 076	
Dividendes sur les actions ordinaires	(97)		(63)	
Bénéfices non répartis à la fin de la période	13 918	\$	12 261	\$

Voir les notes complémentaires

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

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

	Amont															
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétroliers		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Éliminations ³		Total consolidé	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits																
Ventes aux clients	326	\$ 430	\$ 222	\$ 345	\$ 315	\$ 682	\$ 618	\$ 1 394	\$ 2 490	\$ 3 766	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3 971	\$ 6 617
Revenus (charges) de placement et autres	(1)	3	-	2	2	1	(24)	(31)	10	(8)	13	2	-	-	-	(31)
Ventes intersectorielles	66	99	300	297	87	204	8	-	2	4	-	-	(463)	(604)	-	-
Produits sectoriels	391	532	522	644	404	887	602	1 363	2 502	3 762	13	2	(463)	(604)	3 971	6 586
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ¹	88	93	274	248	114	188	-	-	1 453	2 439	-	-	27	(5)	1 956	2 963
Opérations intersectorielles	1	2	10	8	1	2	-	-	451	592	-	-	(463)	(604)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	136	128	273	204	50	57	137	130	403	404	52	(80)	-	-	1 051	843
Exploration	20	50	29	5	1	-	58	88	-	-	-	-	-	-	108	143
Amortissement pour dépréciation et épuisement	160	154	39	27	90	97	171	170	100	75	-	-	-	-	560	523
Perte non réalisée à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103	55	-	-	103	55
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78	48	-	-	78	48
	405	427	625	492	256	344	366	388	2 407	3 510	233	23	(436)	(609)	3 856	4 575
Bénéfice (perte) avant impôts	(14)	105	(103)	152	148	543	236	975	95	252	(220)	(21)	(27)	5	115	2 011
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	51	27	(4)	15	45	177	204	647	(76)	23	(29)	(47)	-	2	191	844
Futurs	(63)	4	(31)	25	(1)	(9)	(9)	(8)	89	45	(6)	34	(8)	-	(29)	91
	(12)	31	(35)	40	44	168	195	639	13	68	(35)	(13)	(8)	2	162	935
Bénéfice net (perte nette)	(2)	\$ 74	\$ (68)	\$ 112	\$ 104	\$ 375	\$ 41	\$ 336	\$ 82	\$ 184	\$ (185)	\$ (8)	\$ (19)	\$ 3	\$ (47)	\$ 1 076
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration²	95	\$ 167	\$ 139	\$ 178	\$ 55	\$ 38	\$ 348	\$ 251	\$ 43	\$ 378	\$ 1	\$ 4	\$ -	\$ -	\$ 681	\$ 1 016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	59	\$ 199	\$ 25	\$ 166	\$ 249	\$ 485	\$ 146	\$ 506	\$ 298	\$ (16)	\$ (305)	\$ 95	\$ -	\$ -	\$ 472	\$ 1 435
Total de l'actif	4 517	\$ 4 179	\$ 4 678	\$ 3 936	\$ 2 074	\$ 2 352	\$ 8 117	\$ 6 058	\$ 10 057	\$ 9 677	\$ 523	\$ 37	\$ (30)	\$ (110)	\$ 29 936	\$ 26 129

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

2 Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 11 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 (13 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 mars 2008).

3 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.

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 2008. Les états financiers consolidés intermédiaires sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et suivent les conventions comptables résumées dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés annuels.

3. REVENUS (CHARGES) DE PLACEMENT ET AUTRES

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

	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009		2008	
Pertes de change	(6)	\$	(22)	\$
Gain (perte) sur les contrats dérivés du secteur Aval	5		(13)	
Gain à la vente d'actifs	1		4	
Total des revenus (charges) de placement et autres	-	\$	(31)	\$

4. PROJET FORT HILLS

En novembre 2008, la Société et ses partenaires, UTS Energy Corporation (UTS) et Teck Cominco Limited (Teck), ont annoncé que les premiers résultats des travaux d'ingénierie et de conception préliminaires du projet Fort Hills indiquaient que les coûts estimés avaient augmenté considérablement. Par conséquent, une décision d'investissement finale tant sur le volet de l'exploitation minière que celui de l'usine de valorisation du projet sera reportée jusqu'à ce qu'une estimation des coûts tenant compte de la conjoncture actuelle puisse être établie.

Au cours du premier trimestre de 2009, les activités de la Société se sont concentrées sur les occasions d'amélioration dans tous les domaines, y compris la réduction des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation, la réalisation d'économies liées à l'exécution du projet et l'échéancier général du projet pour la production de bitume. En conséquence, pour les trois mois terminés le 31 mars 2009, la Société a constaté une réduction de valeur pour dépréciation de 14 millions \$ (10 millions \$ après impôts) sur certaines immobilisations corporelles et des charges de 66 millions \$ (46 millions \$ après impôts) afin de refléter la résiliation ou la suspension de certains contrats d'approvisionnements en produits et services.

La réduction de valeur pour dépréciation d'actifs est incluse dans l'amortissement pour dépréciation et épuisement des états des résultats consolidés et les coûts liés à la résiliation d'ententes de service sont inclus sous exploitation, commercialisation et administration dans ces mêmes états.

5. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

(en millions)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	484,8	484,0
Effet des options sur actions dilutives ¹	0,0	4,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	484,8	488,0

¹ Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2009, le nombre d'actions ordinaires diluées en circulation excluait 1,7 million d'options sur actions étant donné que leur incidence était antidilutive (néant pour les trois mois terminés le 31 mars 2008).

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

6. DETTE À LONG TERME

	Échéance	31 mars 2009		31 décembre 2008	
Obligations et effets					
Effets de premier rang non garantis à 6,80 % (900 millions \$ US)	2038	1 122	\$	1 090	\$
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	740		719	
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	331		320	
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	305		296	
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	342		332	
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	376		365	
Obligations non garanties à 6,05 % (600 millions \$ US)	2018	750		729	
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	500		485	
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	362		351	
Contrats de location-acquisition	2009-2022	62		62	
		4 890		4 749	
Tranche à court terme		(3)		(3)	
		4 887	\$	4 746	\$

Les intérêts sur la dette à long terme et les effets à court terme à payer, déduction faite des intérêts capitalisés, ont été de 76 millions \$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (46 millions \$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2008). Les intérêts sont versés deux fois par année. Toutes les obligations et tous les effets sont remboursables en totalité à l'échéance.

La Société disposait des facilités de crédit renouvelables suivantes :

Facilités	Échéance	31 mars 2009	31 décembre 2008
Consortiale engagée	2013	3 570	\$ 3 570
Bilatérale engagée (200 millions \$ US) ¹	2013	252	-
Bilatérale à vue	s.o.	775	777
Total du montant disponible des facilités de crédit		4 597	4 347
Tranche utilisée pour des lettres de crédit et la couverture de découvert		(333)	(348)
Total du montant inutilisé des facilités de crédit ²		4 264	\$ 3 999

1 L'utilisation de cette facilité est restreinte aux activités commerciales à l'extérieur du Canada.

2 Exclut une somme de 500 millions \$ disponible en vertu du programme de titrisation des créances.

7. CAPITAUX PROPRES

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

	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au 31 décembre 2008	484 597 467	1 388	\$ 22
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionariat des employés	274 194	2	(1)
Solde au 31 mars 2009	484 871 661	1 390	\$ 21

La Société a en place un programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités qui l'autorise à racheter jusqu'à concurrence 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 des trimestres terminés les 31 mars 2009 et 2008, la Société n'a pas racheté d'actions ordinaires.

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

8. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

La charge au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de 39 millions \$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 et le recouvrement a été de (97) millions \$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2008.

a) Régime d'options sur actions

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

	Options sur actions	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2008	22 133 902	37 \$
Octroyées	2 703 900	25
Levées contre actions ordinaires	(274 194)	10
Remises contre versement en espèces	(15 250)	30
Frappées d'extinction	(161 700)	39
Expirées	(2 000)	8
Solde au 31 mars 2009	24 384 658	36 \$

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

Les variations du nombre de DPV en cours ont été les suivantes :

	DPV	
	Nombre	Prix d'exercice moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2008	7 207 354	46 \$
Octroyées	5 445 450	25
Exercées	-	-
Frappées d'extinction	(60 337)	43
Solde au 31 mars 2009	12 592 467	37 \$

c) Régime d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR)

Les variations du nombre d'UAR en cours ont été les suivantes :

	UAR
	Nombre
Solde au 31 décembre 2008	828 372
Octroyées	255 137
Rachetées	(348 980)
Frappées d'extinction	(1 219)
Solde au 31 mars 2009	733 310

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

8 RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS *suite*

d) Unités d'actions subalternes (UAS)

Au cours du trimestre, la Société a instauré un régime d'UAS à l'intention des cadres supérieurs. Ce régime prévoit l'octroi d'unités d'actions fictives et le paiement en espèces de ces unités à la fin d'une période de trois ans, en fonction du cours de l'action à ce moment-là et de la valeur des dividendes fictifs appliqués au cours de la période.

Les variations du nombre d'UAS en cours ont été les suivantes :

	UAS
	Nombre
Solde au 31 décembre 2008	-
Octroyées	808 560
Rachetées	-
Frappées d'extinction	(2 059)
Solde au 31 mars 2009	806 501

9. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
Régimes de retraite :		
Régimes à prestations déterminées		
Coûts pour l'employeur des services rendus de la période	8 \$	11 \$
Intérêts débiteurs	26	23
Rendement prévu de l'actif des régimes	(22)	(28)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	18	12
	29	17
Régimes à cotisations déterminées		
	7	5
	36 \$	22 \$
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :		
Coûts pour l'employeur des services rendus de la période	1 \$	1 \$
Intérêts débiteurs	4	3
Amortissement de l'obligation transitoire	1	1
Amortissement des pertes actuarielles nettes	-	1
	6 \$	6 \$

La Société s'attend à verser des cotisations de 72 millions \$ à ses régimes de retraite en 2009.

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

10. GESTION DU CAPITAL

La stratégie de gestion du capital de la Société est conçue pour maintenir la vigueur et la flexibilité financières propres à soutenir une croissance rentable quelle que soit la conjoncture. La Société surveille constamment sa stratégie de gestion du capital et y apporte des ajustements, s'il y a lieu. La stratégie, les objectifs, les mesures d'évaluation, les définitions et les cibles de la Société en matière de gestion du capital n'ont pas changé de façon importante par rapport à la période précédente.

La Société est assujettie à des clauses restrictives associées aux divers arrangements bancaires relativement à la dette et a respecté toutes les clauses au cours du trimestre terminé le 31 mars 2009.

11. RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La Société est exposée à des risques financiers dans le cours normal de ses activités, notamment 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 Société surveille son exposition à ces risques et recourt à des stratégies pour gérer ces risques d'une manière qu'elle juge appropriée. La nature des risques financiers et la stratégie de gestion de ces risques par la Société n'ont pas changé de façon importante par rapport à la période antérieure.

Les justes valeurs des actifs et des passifs financiers de la Société peuvent fluctuer en raison de ces risques. 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, en raison de leur courte échéance. La juste valeur des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition était de 4 049 millions \$ au 31 mars 2009 (3 868 millions \$ au 31 décembre 2008), comparativement à une valeur comptable de 4 890 millions \$ au 31 mars 2009 (4 749 millions \$ au 31 décembre 2008). 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.

12. FUSION AVEC SUNCOR ENERGY INC.

Le 23 mars 2009, la Société a annoncé son intention de fusionner avec Suncor Energy Inc. Les présents états financiers consolidés ne reflètent pas cette fusion proposée qui est conditionnelle à l'approbation des actionnaires de Suncor et de ceux de Petro-Canada, au respect de la *Loi sur la concurrence* et à l'obtention d'autres approbations courantes, dont celles d'organismes de réglementation, de bourses des valeurs et de la Cour du banc de la Reine de l'Alberta.