

2009

Rapport trimestriel



Le 30 juillet 2009

(also published in English)

Pour le semestre terminé le 30 juin 2009

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 30 juillet 2009, est présenté aux pages 1 à 26 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 et le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009; le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et 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 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. Les renseignements de nature prospective comprennent des références à ce qui suit :

- 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 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 à la réglementation environnementale actuelle et éventuelle
- 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 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 induite 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 trimestriel sont donnés en date du 30 juillet 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 trimestriel sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

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

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada produit les estimations des réserves que la Société utilise. Les commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes ne considèrent pas le personnel et la direction de Petro-Canada responsables de l'évaluation des réserves comme indépendants de la Société. Petro-Canada a obtenu une dispense de certaines exigences canadiennes relatives à la présentation de l'information sur les réserves, ce qui lui permet de présenter l'information conformément aux normes de la SEC lorsque mentionné dans le présent rapport trimestriel. Cette dispense permet la comparabilité de l'information avec celle des sociétés émettrices américaines et internationales.

Par conséquent, Petro-Canada présente officiellement ses données sur les réserves prouvées selon les exigences et les pratiques des États-Unis qui peuvent différer des normes et des pratiques du Canada. L'utilisation de termes comme « probables », « possibles », « ressources » et « production sur la durée de vie des champs » dans ce rapport trimestriel n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC applicables aux documents déposés auprès de la SEC. Pour comptabiliser des réserves dans les documents déposés auprès de la SEC, les sociétés pétrolières et gazières doivent prouver que ces réserves peuvent être produites économiquement et légalement dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Il est à noter que lorsque le terme baril équivalent pétrole (bep) est utilisé dans ce rapport trimestriel, ce terme peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes en un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits. Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que Petro-Canada utilise actuellement :

Définitions que Petro-Canada utilise	Référence
Réserves prouvées de pétrole et de gaz (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 (COGEH) Handbook, Vol. 1 Section 5 préparé par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM)
Ressources éventuelles et prospectives	Petroleum Resources Management System : définitions de la Society of Petroleum Engineers, de la Society of Petroleum Evaluation Engineers, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologist (approuvées en mars 2007) Autorités canadiennes en valeurs mobilières : COGEH Vol. 1 Section 5

Bien que le classement des ressources établi par la Society of Petroleum Engineers inclue les catégories 1C, 2C et 3C pour les ressources éventuelles et les estimations basse, meilleure et élevée pour les ressources prospectives, Petro-Canada fait référence uniquement 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 trimestriel. Les estimations des ressources dans ce rapport 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

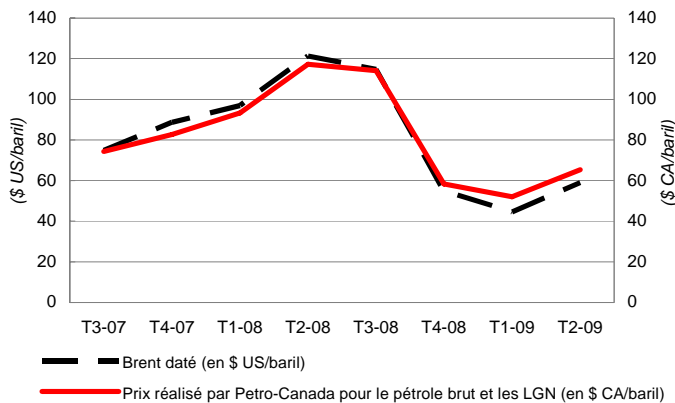
Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce rapport trimestriel sont déclarés en date du 31 décembre 2008.

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 23 et 24

AMONT

Pétrole brut



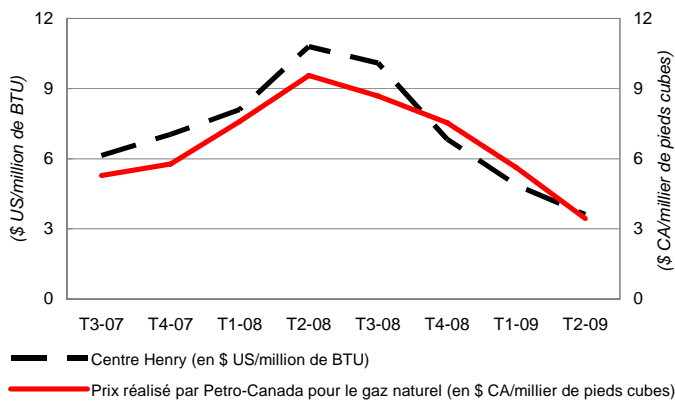
Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 58,87 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 51 % par rapport à 121,38 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008. La faiblesse continue de l'activité industrielle et du commerce à l'échelle mondiale a déprimé la demande de pétrole brut au deuxième trimestre de 2009.

Les prix plus faibles de l'énergie se sont répercutés sur la valeur du dollar canadien qui a été plus faible au deuxième trimestre de 2009, ayant atteint en moyenne 0,86 \$ US, soit 13 cents de moins que la valeur moyenne de 0,99 \$ US au deuxième trimestre de 2008.

En conséquence, les prix moyens 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 117,22 \$/baril au deuxième trimestre de 2008 à 65,37 \$/baril au deuxième trimestre de 2009.

Le recul marqué de la production de pétrole lourd au Mexique, de même que les restrictions d'approvisionnement imposées par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), ont donné lieu à des écarts de prix exceptionnellement faibles entre les pétroles légers et les pétroles lourds. Au deuxième trimestre de 2009, l'écart entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain s'est rétréci pour atteindre 3,75 \$ US/baril, comparativement à 18,38 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008. Au Canada, l'écart entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) s'est rétréci pour atteindre 6,65 \$/baril au deuxième trimestre de 2009, comparativement à 23,20 \$/baril au deuxième trimestre de 2008.

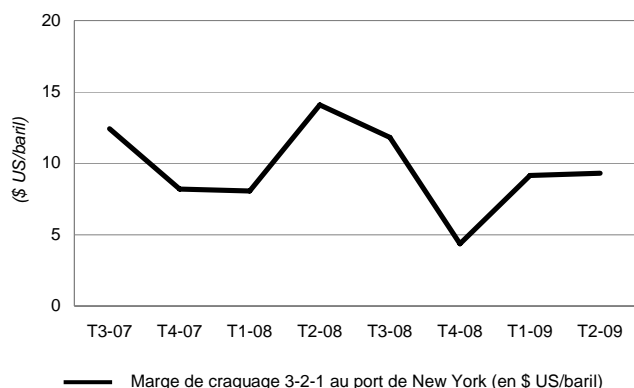
Gaz naturel



Les prix nord-américains du gaz naturel au centre Henry ont été plus faibles au deuxième trimestre de 2009 comparativement au deuxième trimestre de 2008, ce qui a reflété la forte croissance de la production intérieure américaine, la demande industrielle beaucoup plus faible et les niveaux de stockage élevés pour la saison. Au deuxième trimestre de 2009, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 3,60 \$ US/million de BTU, en baisse de 67 % par rapport à 10,80 \$ US/million de BTU au deuxième trimestre de 2008. Les prix du gaz naturel au centre AECO-C ont été en moyenne de 3,81 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2009, en baisse par rapport à 9,75 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2008.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour le gaz naturel de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 3,29 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 66 % par rapport à 9,64 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2008.

AVAL



Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ont été en moyenne de 9,31 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 34 % par rapport à une moyenne de 14,09 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008. Les marges de craquage pour les distillats ont été beaucoup plus faibles, comparativement au deuxième trimestre de 2008, car la récession a touché de façon disproportionnée le secteur du transport de biens et de marchandises, qui constitue la principale source de la demande de distillats. Les raffineries ont réagi en réduisant la production de distillats, ce qui se traduit aussi par une diminution de la production d'essence. Étant donné que la demande d'essence n'a pas diminué autant, les stocks sont demeurés relativement bien équilibrés. Par conséquent, les marges de craquage pour l'essence au deuxième trimestre de 2009 ont été plus élevées que durant la même période de l'exercice précédent, ce qui a contrebalancé en partie les marges plus faibles pour les distillats.

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/baril)	58,87	121,38	51,64	109,14
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/baril)	59,62	123,98	51,35	110,94
Écart de prix FAB Brent daté/Maya (en \$ US/baril)	3,75	18,38	4,82	17,08
Edmonton Light (en \$ CA/baril)	67,32	126,72	59,48	112,40
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (WCS) (en \$ CA/baril)	6,65	23,20	7,84	22,40
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	3,60	10,80	4,23	9,44
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	3,81	9,75	4,84	8,59
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	9,31	14,09	9,23	11,07
Taux de change (en cents US/\$ CA)	85,7	99,0	82,9	99,3
Prix réalisés moyens				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	65,37	117,22	58,38	104,67
Gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	3,44	9,55	4,56	8,56

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 (en millions de dollars)	Incidence sur le bénéfice net annuel (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 (barils/jour)	1 000 b/j	15	0,03
Production de gaz naturel (millions de pieds cubes 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 par rapport au dollar américain a une incidence négative sur les marges de craquage du secteur Aval et les écarts de prix entre les bruts.

7 Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence positive sur le bénéfice de la Société relativement aux titres d'emprunt libellés en dollars américains de la Société. L'incidence fait référence aux gains ou aux pertes sur une tranche de 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 Énergie Inc. (Suncor) afin de créer la plus importante société énergétique au Canada.

La Société continue de faire avancer les trois projets de croissance majeurs déjà sanctionnés par la Société : 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. Les trois autres projets de croissance majeurs, soit l'agrandissement de MacKay River, le projet d'exploitation minière Fort Hills et le projet de cokéur à Montréal, ne sont pas sanctionnés par la Société et sont en attente jusqu'à ce que la fusion proposée avec Suncor soit réalisée. Une fois la fusion conclue, tous les projets majeurs de la société fusionnée seront revus afin que les dépenses d'investissement soient affectées aux projets affichant la meilleure possibilité de générer des flux de trésorerie à court terme, le taux de rendement du capital le plus élevé et les risques les plus faibles.

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 obtenu l'approbation des actionnaires, de la Cour et du Bureau de la concurrence pour la fusion avec Suncor, qui entrera en vigueur le 1^{er} août 2009, en vue de créer la plus importante société énergétique au Canada • nous avons signé un protocole d'entente avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et les coparticipants pour la mise en valeur du champ Hibernia Southern Extension
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 des installations de 93 % 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 96 % • nous avons enregistré un indice de fiabilité combiné de 92 aux trois installations de production du secteur Aval • nous avons enregistré une croissance des ventes de dépanneur de 6 % (4 % pour les établissements comparables) comparativement au deuxième 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 22,9 % du capital total et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1,3 fois • nous avons maintenu une situation de liquidité favorable et dispositions à la fin du trimestre d'un solde de trésorerie de 373 millions \$ et d'une capacité d'emprunt inutilisée d'un montant de 4,7 milliards \$ par l'intermédiaire de facilités de crédit
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 de (FTBC) de 0,71, légèrement en baisse par rapport à une FTBC de 0,73 en 2008 • nous avons publié le Rapport à la collectivité 2008 - 2009 disponible à www.petro-canada.ca

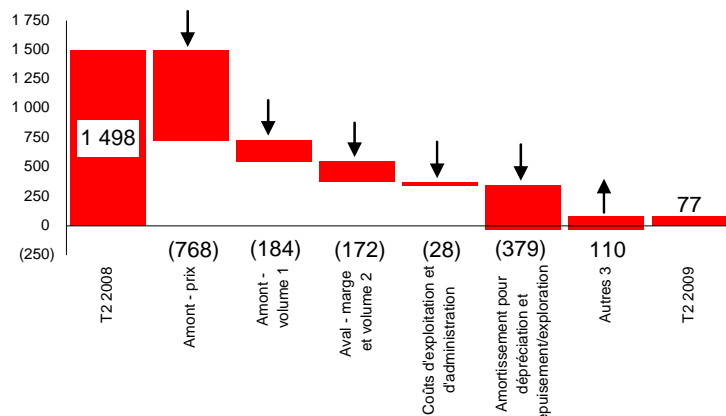
ANALYSE DU BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 2^E TRIMESTRE 2009 COMPARATIVEMENT AU 2^E TRIMESTRE 2008

Bénéfice net

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

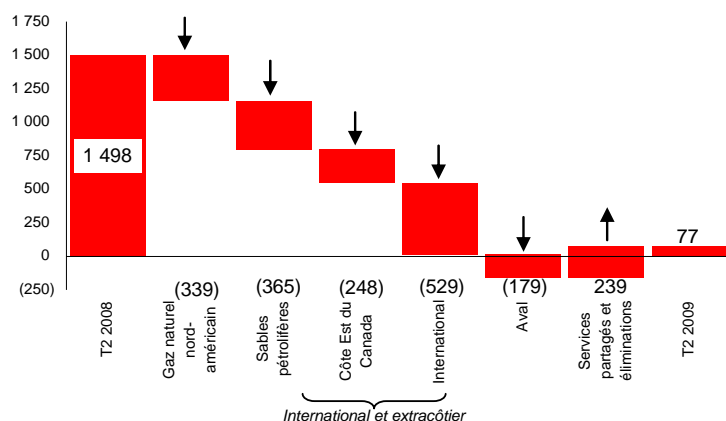


Le bénéfice net a diminué de 95 % pour s'établir à 77 millions \$ (0,16 \$/action) au deuxième trimestre de 2009, comparativement à 1 498 millions \$ (3,10 \$/action) au deuxième trimestre de 2008. Les prix réalisés et les volumes¹ plus faibles, les marges et les volumes réduits dans le secteur Aval² et les coûts d'exploitation, les coûts d'administration, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés ont été contrebalancés en partie par les autres³ dépenses plus faibles.

- 1 Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- 2 Les marges et les volumes du secteur Aval ont reflété l'incidence sur les marges réalisées des coûts variables des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks « premier entré, premier sorti » (PEPS).
- 3 Le facteur « Autres » comprend la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et autres soldes (260 millions \$), les pertes à la vente d'actifs (94 millions \$), les mouvements des stocks d'amont (76 millions \$) et l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions (30 millions \$). Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les modifications des taux d'imposition effectifs ((228) millions \$), les changements dans 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 ((56) millions \$), le bénéfice additionnel sur les nouveaux CEPP en Libye durant le premier trimestre de 2008 qui ne pouvait être comptabilisé avant la signature au deuxième trimestre de 2008 ((47) millions \$), et les ventes de soufre plus faibles ((28) millions \$).

Bénéfice net par secteur

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



La diminution du bénéfice net sur une base sectorielle au deuxième trimestre a reflété les pertes nettes des secteurs Gaz naturel nord-américain et Sables pétroliers, ainsi que le bénéfice net moindre des secteurs Côte Est du Canada, International et Aval. Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice net accru des Services partagés et éliminations.

Durant le deuxième trimestre de 2009, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été de 465 millions \$ (0,96 \$/action), en baisse par rapport à 2 479 millions \$ (5,12 \$/action) au même trimestre de 2008. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a reflété principalement la diminution du bénéfice net pour le trimestre considéré.

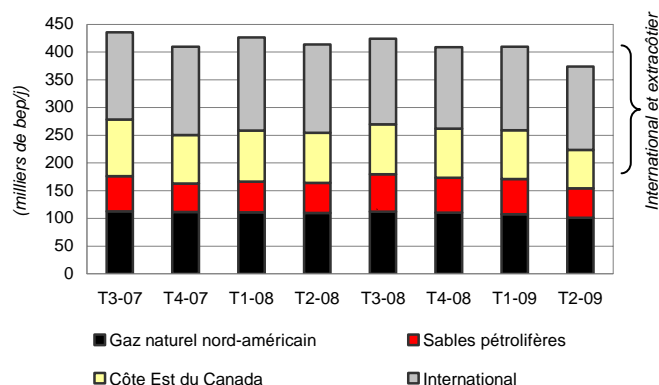
Information financière trimestrielle

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les							
	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	30 sept. 2008	30 juin 2008	31 mars 2008	31 déc. 2007	30 sept. 2007
Total des produits	4 271 \$	3 971 \$	5 267 \$	8 286 \$	7 646 \$	6 586 \$	5 434 \$	5 497 \$
Bénéfice net (perte nette)	77 \$	(47) \$	(691) \$	1 251 \$	1 498 \$	1 076 \$	522 \$	776 \$
Par action – de base	0,16	(0,10)	(1,43)	2,58	3,10	2,22	1,08	1,59
– dilué	0,16	(0,10)	(1,43)	2,56	3,07	2,20	1,07	1,58

AMONT

Production

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



Au deuxième trimestre de 2009, la production s'est chiffrée en moyenne à 374 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada, en baisse par rapport à 414 000 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, tandis que la production du secteur Sables pétrolifères est demeurée relativement inchangée.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Durant le premier semestre de 2009, Petro-Canada et ses partenaires ont achevé les opérations sur six puits. Un puits a été complété en tant que découverte de gaz (L6-7 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Ce forage a démarré en 2008 mais s'est achevé au premier trimestre de 2009. Dans le secteur britannique de la mer du Nord, un puits a été complété en tant que découverte de pétrole (Hobby) et un puits a été obturé et abandonné (puits d'évaluation pour la découverte Pink). Les trois puits forés en Alaska (Chandler 1, Wolf Creek 4 et Gubik 4) ont tous rencontré du gaz naturel. Les activités de forage étant terminées dans le cas des puits Wolf Creek et Gubik, ceux-ci ont été obturés et abandonnés. Le puits Chandler a été suspendu provisoirement en vue de futurs essais éventuels. Ces puits font partie d'un programme pluri-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.

Perspectives relatives à la production nette consolidée en 2009

La production d'amont devrait se situer dans une fourchette de 355 000 bep/j à 375 000 bep/j en 2009, ce qui est conforme à la fourchette de 345 000 bep/j à 385 000 bep/j indiquée dans les perspectives de production du 29 janvier 2009.

Les facteurs qui peuvent influencer sur la production durant le reste de 2009 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations, les changements aux quotas de production de l'OPEP et l'exécution réussie des révisions planifiées.

(en milliers de bep/j nets)	Perspectives pour 2009 (+/-) Au 30 juillet 2009	Perspectives pour 2009 (+/-) Au 29 janvier 2009
Gaz naturel nord-américain		
– Gaz naturel	83	81
– Liquides	13	14
Sables pétrolifères		
– Syncrude	34	38
– MacKay River	27	27
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	69	68
International		
– Mer du Nord	87	85
– Autres - International	52	52
Total	355 – 375	345 – 385

Gaz naturel nord-américain

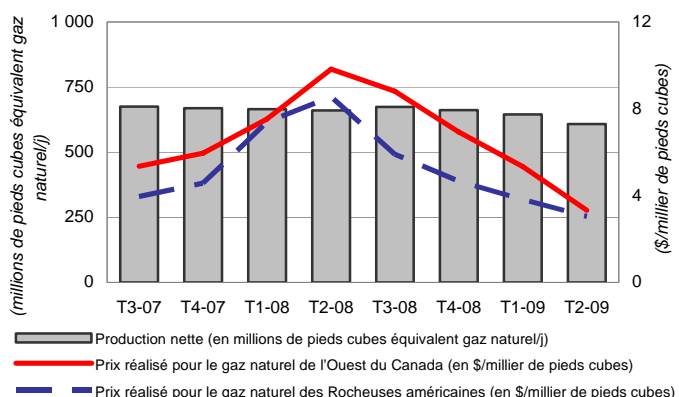
Les installations du secteur Gaz naturel nord-américain ont continué de fonctionner de façon fiable au deuxième trimestre de 2009.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net (perte nette)	(239)	\$ 100	(241)	\$ 174
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	62	\$ 379	121	\$ 578

Le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une perte nette de 239 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, comparativement à un bénéfice net de 100 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les résultats ont reflété les prix réalisés et les volumes plus faibles de même que les ventes de soufre plus faibles combinés à des frais d'exploration et une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement accrus.

Au deuxième trimestre de 2009, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge de 244 millions \$ avant impôts (158 millions \$ après impôts) pour des pertes de valeur reliées principalement aux actifs de méthane de houille dans les Rocheuses américaines, en raison de la performance de la production combinée aux prix plus bas. Au deuxième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une perte nette à la vente d'actifs de 106 millions \$. Le principal facteur contributif a été la vente de ses actifs de Minehead dans l'Ouest du Canada qui a donné lieu à une perte à la vente de 153 millions \$ avant impôts (112 millions \$ après impôts).

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



Au deuxième trimestre de 2009, la production du secteur Gaz naturel nord-américain a diminué de 8 % 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 diminué de 66 % et de 64 %, respectivement, au deuxième trimestre de 2009, comparativement au même trimestre de 2008, conformément aux tendances des prix du marché.

	Deuxième trimestre 2009		Deuxième trimestre 2008	
Production nette (en millions de pi ³ équivalent gaz naturel/j) ¹				
Ouest du Canada	515		556	
Rocheuses américaines	93		104	
Production totale nette – Gaz naturel nord-américain	608		660	
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$ CA/millier de pi ³) ¹	3,33	\$	9,82	\$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$ CA/millier de pi ³) ¹	3,05	\$	8,55	\$

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 22 et 23 respectivement.

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

Sables pétrolifères

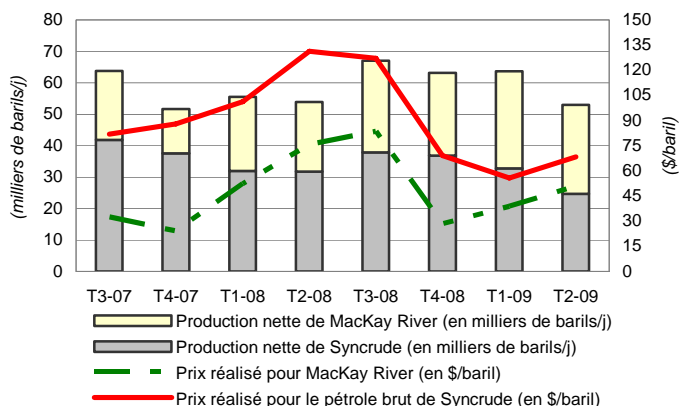
La solide fiabilité et la capacité accrue à MacKay River ont été contrebalancées par les prix plus bas.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net (perte nette)	(188)	177	(256)	289
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(113)	162	(88)	328

Au deuxième trimestre de 2009, le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte nette de 188 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 177 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les résultats ont reflété les prix réalisés plus faibles, la production plus faible à Syncrude et les coûts d'exploitation plus élevés, ce qui a été contrebalancé en partie par une production accrue à Mackay River.

Au deuxième trimestre de 2009, le secteur Sables pétrolifères a enregistré des charges de 252 millions \$ avant impôts (185 millions \$ après impôts) en raison du report du projet Fort Hills. Les charges incluent une réduction de valeur de 236 millions \$ avant impôts (174 millions \$ après impôts) des immobilisations corporelles ayant trait spécifiquement au volet de l'usine de valorisation, ce volet du projet ayant été reporté indéfiniment, et des charges de 16 millions \$ avant impôts (11 millions \$ après impôts) pour refléter les coûts engagés en rapport avec la résiliation de certains contrats de biens et services ayant trait au volet minier du projet.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production de Syncrude a diminué de 22 % au deuxième trimestre de 2009, par rapport au deuxième trimestre de 2008. Bien que les deux périodes aient inclus des révisions planifiées de l'un des cokeurs, la production moindre au deuxième trimestre de 2009 a reflété une révision plus longue qu'en 2008 ainsi que des perturbations opérationnelles à l'usine de valorisation. Les prix réalisés à Syncrude au deuxième trimestre de 2009 affichent une diminution de 48 % par rapport aux prix réalisés au deuxième trimestre de 2008.

La production de MacKay River a augmenté de 28 % au deuxième trimestre de 2009, par rapport au même trimestre de 2008, en raison d'une fiabilité et d'une capacité accrue, ainsi que de la réalisation de travaux de maintenance planifiés au deuxième trimestre de 2008. Les prix réalisés combinés pour le pétrole brut synthétique sulfureux et le bitume de MacKay River ont été en moyenne de 50,73 \$/baril au deuxième trimestre de 2009, comparativement à des prix moyens pour le bitume seulement de 75,85 \$/baril au deuxième trimestre de 2008.

	Deuxième trimestre 2009	Deuxième trimestre 2008
Production nette (en barils/j)		
Syncrude	24 700	31 800
MacKay River ¹	<u>28 300</u>	<u>22 100</u>
Production totale nette – Sables pétrolifères	53 000	53 900
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/baril)	68,26 \$	131,37 \$
Prix réalisé pour MacKay River (en \$/baril) ¹	50,73 \$	75,85 \$

1 Les prix réalisés à MacKay River pour 2009 reflètent une combinaison du prix du pétrole brut synthétique sulfureux conformément à l'accord de traitement avec Suncor, et du prix du bitume, tandis que les prix pour 2008 reflètent exclusivement le prix du bitume. La production déclarée reflète les barils de bitume pour 2009 et 2008.

Au deuxième trimestre de 2009, les activités à MacKay River ont continué d'être excellentes, avec une capacité accrue et une fiabilité moyenne de 96 %.

Mise à jour sur les projets majeurs

La société en nom collectif Fort Hills Energy Limited Partnership (FHELP) a reporté indéfiniment le volet de l'usine de valorisation du projet afin de réduire le coût d'ensemble du projet. Le volet minier du projet est en attente et les travaux ont cessé jusqu'à ce que la fusion planifiée avec Suncor soit finalisée.

L'agrandissement proposé de MacKay River a été mis en attente et les travaux ont cessé, à l'exception du forage de développement, jusqu'à ce que la fusion proposée avec Suncor soit finalisée.

Une fois la fusion conclue, tous les projets majeurs de la société fusionnée seront revus afin que les dépenses d'investissement soient affectées aux projets affichant la meilleure possibilité de générer des flux de trésorerie à court terme, le taux de rendement du capital le plus élevé et les risques les plus faibles.

Révisions planifiées

La production à Syncrude sera touchée par une révision planifiée d'une durée de 15 jours au troisième trimestre de 2009, d'une étendue considérablement moindre que celle de la révision réalisée au printemps. La production à MacKay River sera touchée au troisième trimestre de 2009 par la maintenance planifiée de l'installation de cogénération exploitée par un tiers.

International et extracôtier

Côte Est du Canada

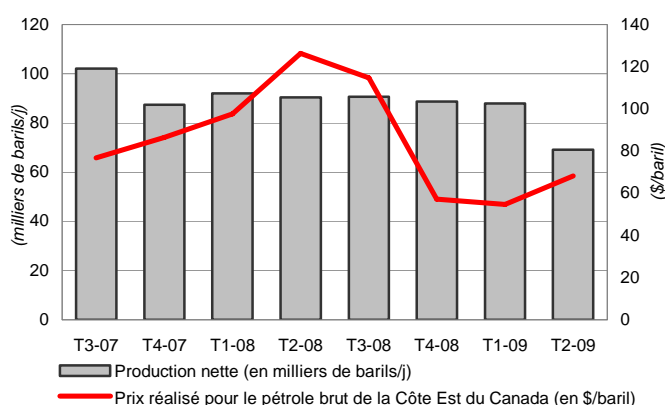
Nous avons signé un protocole d'entente avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et les coparticipants pour faire progresser la mise en valeur du champ satellite Hibernia Southern Extension, dont l'entrée en production est prévue pour la fin de 2009 ou le début de 2010 (la participation directe de Petro-Canada est de 20 %).

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net ¹	137	\$ 385	\$ 241	\$ 760
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	254	\$ 670	\$ 503	\$ 1 155

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont accru (diminué) le bénéfice net de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) et de (4) millions \$ avant impôts ((3) millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement. Le même facteur avait diminué le bénéfice net de 57 millions \$ avant impôts (39 millions \$ après impôts) et de 63 millions \$ avant impôts (43 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement.

Le secteur Côte Est du Canada a réalisé un bénéfice net de 137 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, en baisse par rapport à 385 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les résultats ont reflété les prix réalisés et la production plus faibles.

Production et prix – Côte Est du Canada



Au deuxième trimestre de 2009, la production du secteur Côte Est du Canada a diminué de 23 % par rapport à la même période en 2008. La production à Hibernia a été plus faible en raison de la réalisation d'une révision planifiée de 25 jours et de l'épuisement naturel, mais ces facteurs ont été contrebalancés en partie par le rendement et la fiabilité élevés du gisement. À Terra Nova, la production a été plus faible en raison de l'épuisement naturel et de la réalisation d'une révision de maintenance planifiée d'une durée de neuf jours tandis qu'à White Rose, la production a été plus faible à cause de l'épuisement naturel.

Au deuxième trimestre de 2009, les prix réalisés pour le pétrole brut du secteur Côte Est du Canada affichent une diminution de 46 % par rapport au deuxième trimestre de 2008.

	Deuxième trimestre 2009	Deuxième trimestre 2008
Production nette (en barils/j)		
Terra Nova	29 100	34 900
Hibernia	18 900	27 100
White Rose	21 200	<u>28 400</u>
Production totale nette – Côte Est du Canada	69 200	90 400
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (en \$/baril)	68,14 \$	126,35 \$

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné à un taux de fiabilité des installations de 93 % au deuxième trimestre de 2009. La performance de la tête d'injection du NPSD Terra Nova est demeurée stable au deuxième 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.

Mise en valeur des extensions de White Rose

Le forage de développement a débuté et l'installation de l'infrastructure sous-marine est en cours pour la portion North Amethyst des extensions de White Rose et le champ devrait pouvoir entrer en production au début de 2010 comme prévu. La mise en valeur du champ West White Rose se fera en deux temps. La première phase a été approuvée au deuxième trimestre de 2009 et le forage de développement et l'installation sous-marine pour cette phase auront lieu en 2010, en vue d'une entrée en production du champ pétrolifère à la fin de 2010 ou au début de 2011. Les résultats de la première phase, de concert avec l'évaluation continue, aideront à définir l'étendue de la deuxième phase.

Hebron

Au troisième trimestre de 2008, les partenaires dans le projet Hebron ont conclu un accord avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador 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 (ExxonMobil) a pris effet au quatrième trimestre de 2008. Durant le deuxième trimestre de 2009, les activités d'ingénierie et de conception préliminaires se sont poursuivies et ExxonMobil a ouvert un bureau du projet pour Hebron en avril 2009.

Hibernia Southern Extension

Au deuxième trimestre de 2009, les coparticipants dans le projet Hibernia South exploité par ExxonMobil ont signé un protocole d'entente n'ayant pas force exécutoire avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador qui établit les principaux principes sur le plan de la fiscalité, de la participation au capital et des opérations pour le projet de mise en valeur du champ satellite Hibernia Southern Extension (dans lequel Petro-Canada détient une participation directe de 20 %) qui devrait entrer en production à la fin de 2009 ou au début de 2010.

Redevances du secteur Côte Est du Canada

Au deuxième trimestre de 2009, les redevances du secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 31 % des produits bruts, comparativement à 26 % au deuxième 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. 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. Au deuxième trimestre de 2009, le taux de redevances applicable à la part de la production d'Hibernia revenant à Petro-Canada a augmenté, passant de 5 % des produits bruts à 30 % des produits nets, conformément aux conditions de l'accord de redevances pour Hibernia et à un protocole d'entente¹ signé en juin 2009 entre la province de Terre-Neuve-et-Labrador et les participants d'Hibernia. En outre, la part de la production d'Hibernia revenant à Petro-Canada a été assujettie à une participation du gouvernement fédéral dans les profits nets d'au plus 10 % des produits nets.

Révisions planifiées

Terra Nova a réalisé avec succès une révision de neuf jours au deuxième trimestre de 2009 et planifie une révision de 21 jours au troisième trimestre de 2009 pour la réalisation d'un programme de travaux réglementaires et de maintenance.

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.

International

Le secteur International a connu un solide trimestre sur le plan de l'exploitation grâce à la robuste performance opérationnelle à Buzzard.

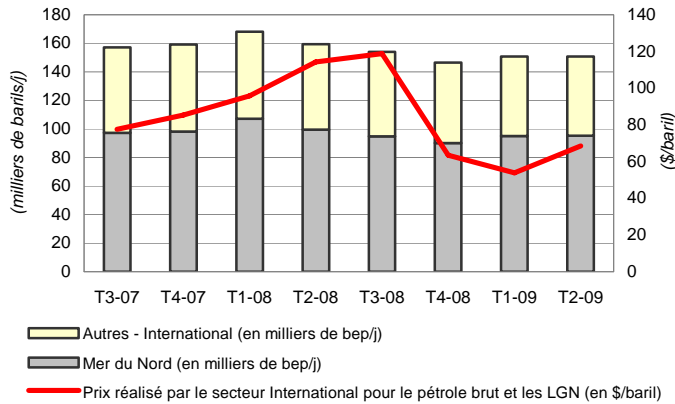
(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net ¹	143	\$ 672	\$ 184	\$ 1 008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	313	\$ 1 031	\$ 459	\$ 1 537

¹ Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont réduit le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 3 millions \$ avant impôts (néant \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement. Le même facteur avait augmenté (réduit) le bénéfice net de 42 millions \$ avant impôts ((14) millions \$ après impôts) et de 76 millions \$ avant impôts (11 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement.

Au deuxième trimestre de 2009, le secteur International a réalisé un bénéfice net de 143 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 672 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les prix réalisés moindres pour le pétrole brut, les volumes de production plus faibles et les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés ont été contrebalancés en partie par les frais d'exploration plus bas et par les gains à la conversion des devises étrangères.

¹ Le moment exact de l'atteinte du seuil de rentabilité nette aux fins des redevances est assujéti à une vérification et à une évaluation finales et pourrait être touché par les conditions détaillées des accords formels qui seront conclus aux termes du protocole d'entente.

Production et prix – secteur International



La production du secteur International a diminué de 6 % au deuxième trimestre de 2009, par rapport au deuxième trimestre de 2008.

Au deuxième trimestre de 2009, la production provenant des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord a diminué de 4 %, ce qui a reflété l'épuisement naturel de certains actifs en mer du Nord. La production des autres régions du secteur International a diminué de 8 % au deuxième trimestre de 2009, par rapport au deuxième trimestre de 2008, en raison de contraintes liées aux quotas de l'OPEP imposés en Libye.

	Deuxième trimestre 2009	Deuxième trimestre 2008
Production nette (en bep/j)		
Secteur britannique de la mer du Nord	81 300	78 700
Secteur néerlandais de la mer du Nord	<u>14 000</u>	<u>20 700</u>
Mer du Nord	95 300	99 400
Autres – International	<u>55 300</u>	<u>60 100</u>
Production totale nette – International	150 600	159 500
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/baril)	68,49 \$	114,33 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	4,21 \$	9,05 \$

Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont affiché une diminution de 40 % au deuxième trimestre de 2009, par rapport à la même période en 2008. Les prix réalisés pour le gaz naturel ont diminué de 53 % au deuxième trimestre de 2009, par rapport à la même période de l'exercice précédent.

Mer du Nord

La production de Buzzard s'est chiffrée en moyenne à 203 100 bep/j bruts (60 700 bep/j nets) au deuxième trimestre de 2009, légèrement en hausse par rapport aux volumes réalisés à la même période de 2008. Les activités d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction sont bien amorcées pour la quatrième plateforme, où on installera du matériel pour traiter les hydrocarbures d'une teneur en sulfure d'hydrogène plus élevée que prévu provenant de certains puits à Buzzard. L'achèvement du projet est prévu pour le premier trimestre de 2011.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, les installations De Ruyter et Hanze exploitées par Petro-Canada ont continué de bien fonctionner, produisant 18 300 bep/j bruts (environ 9 300 bep/j nets) au deuxième trimestre de 2009.

Autre – International

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 43 500 bep/j au deuxième trimestre de 2009, en baisse par rapport à 49 600 bep/j au même trimestre de 2008, en raison de contraintes liées à des quotas de l'OPEP.

La production de gaz naturel au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 71 millions de pi³/j au deuxième trimestre de 2009, en hausse comparativement à 63 millions de pi³/j deuxième trimestre de 2008, ce qui a reflété la demande plus élevée 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 70 % à la fin du deuxième trimestre de 2009. Trois puits ont été forés et mis à la disposition de l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction pour le raccordement. Le levé sismique 3D dans le bloc Ash Shaer de 910 km² s'est achevé au deuxième trimestre de 2009 et l'équipe sismique s'est déplacée vers le périmètre Cherrife de Petro-Canada.

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 deuxième trimestre de 2009 et quatre équipes sismiques étaient déployées. À la fin du deuxième trimestre de 2009, le programme sismique était achevé à environ 55 % et une des équipes avait été démobilisée. La Société s'attend à entreprendre le forage d'un premier puits d'exploration exploité par Petro-Canada au début de 2010.

Au début de janvier 2009, la National Oil Corporation (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 convenu par les producteurs membres de l'OPEP en décembre 2008.

Révisions planifiées

Une révision de 28 jours est prévue à Buzzard au troisième trimestre de 2009 pour des inspections réglementaires et la réalisation de raccordements pour la quatrième plateforme. La production sera réduite à nouveau durant une période de 14 jours au cours du troisième trimestre en raison de travaux de maintenance portant sur le réseau de pipeline Forties.

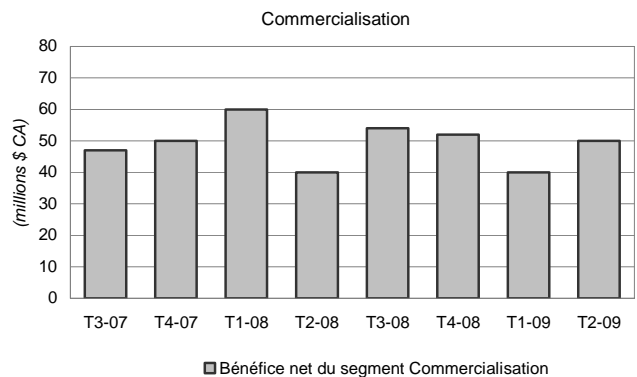
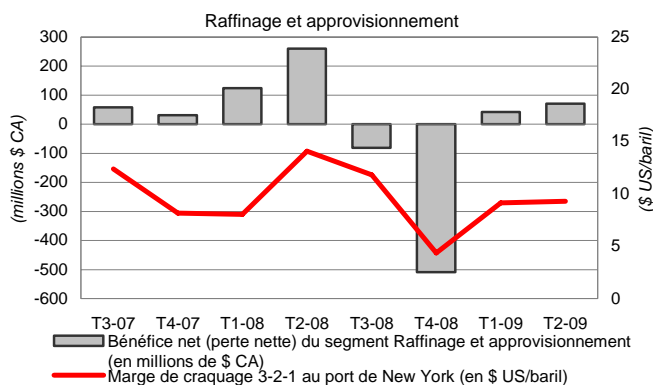
AVAL

Le bénéfice du secteur Aval a été touché négativement par une conjoncture plus faible au deuxième trimestre de 2009.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	121	\$ 300	\$ 203	\$ 484
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	54	\$ 41	\$ 352	\$ 25

Le secteur Aval a réalisé un bénéfice net de 121 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, en baisse comparativement à 300 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 a été plus faible comparativement à la même période l'an dernier. Les autres facteurs ayant eu une incidence négative sur le bénéfice ont été les marges de craquage plus faibles pour les distillats et les écarts de prix défavorables entre les qualités de brut. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation des marges de raffinage et de vente réalisées et les marges de craquage plus élevées pour l'essence.

Bénéfice net du secteur Aval



	Deuxième trimestre 2009		Deuxième trimestre 2008	
Bénéfice net (perte nette) du segment Raffinage et approvisionnement (en millions de dollars canadiens)	71	\$	260	\$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/baril)	9,31	\$	14,09	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Chicago (en \$ US/baril)	10,17	\$	12,91	\$
Marge de craquage 3-2-1 à Seattle (en \$ US/baril)	13,35	\$	16,47	\$
Bénéfice net du segment Commercialisation (en millions de dollars canadiens)	50	\$	40	\$

La marge de craquage 3-2-1 des raffineries au port de New York a été en moyenne de 9,31 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2009, en baisse par rapport à 14,09 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008. L'écart moyen entre les prix internationaux du brut léger et du brut lourd a été de 3,75 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2009, comparativement à 18,38 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008. L'écart moyen entre les prix canadiens du brut léger et du brut lourd a été de 6,65 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2009, comparativement à 23,20 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2008.

Au deuxième trimestre de 2009, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont diminué de 3,6 % pour atteindre 4,5 milliards de litres, comparativement à la même période l'an dernier. La diminution a reflété les volumes de ventes inférieurs dans les circuits Ventes en gros, Raffinage et approvisionnement et Lubrifiants, contrebalancés en partie par les volumes légèrement plus élevés dans le circuit Ventes au détail.

Le segment Raffinage et approvisionnement a réalisé un bénéfice net de 71 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, nettement en baisse par rapport à un bénéfice net de 260 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 variations du profil de prix de brut influant sur les coûts des charges d'alimentation dans un contexte où on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS n'ont pas été aussi importantes qu'au cours de la même période l'an dernier. Deuxièmement, les marges de craquage pour les distillats ont été plus faibles. Troisièmement, les écarts de prix entre les qualités de brut ont été défavorables. Quatrièmement, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement a été plus élevée. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation des marges réalisées pour le bitume, le coke, les lubrifiants, le mazout lourd et les produits pétroliers légers et les marges de craquage accrues pour l'essence.

Le segment Commercialisation a réalisé un bénéfice net de 50 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, en hausse comparativement à 40 millions \$ au même trimestre de 2008. Les résultats du segment Commercialisation ont reflété des marges accrues et des charges moindres. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des coûts des charges d'alimentation dans le circuit des Lubrifiants en raison des variations du profil de prix du pétrole par rapport à la même période l'an dernier dans un contexte où on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS, de même que par la demande de carburants plus faible.

Cokeur de Montréal

Le projet de cokeur de Montréal est en attente jusqu'à ce que la fusion proposée avec Suncor soit finalisée. 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 un stade qui profitera à la raffinerie, peu importe si le projet se poursuit ou non. Une fois la fusion conclue, tous les projets majeurs de la société fusionnée seront revus afin que les dépenses d'investissement soient affectées aux projets affichant la meilleure possibilité de générer des flux de trésorerie à court terme, le taux de rendement du capital le plus élevé et les risques les plus faibles.

Activité de révision dans le secteur Aval

Au troisième trimestre de 2009, des activités de révision et de maintenance sont planifiées à la raffinerie de Montréal. Comme c'est toujours le cas quand des activités de révision sont planifiées dans le secteur Aval, des ententes d'approvisionnement sont en place pour répondre à la demande du marché durant toute interruption.

SOCIÉTÉ

Services partagés et éliminations (en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin		
	2009	2008	2009	2008	
Bénéfice net (perte nette)	103	\$ (136)	\$ (101)	\$ (141)	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(105)	\$ 196	\$ (410)	\$ 291	\$

Les Services partagés et éliminations ont réalisé un bénéfice net de 103 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, comparativement à une perte nette de 136 millions \$ à la même période en 2008. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2009 a inclus un gain de 273 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères, une charge de 87 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et une charge de 16 millions \$ liée à l'élimination de profits dans les secteurs d'activité en amont pour les ventes de pétrole brut au secteur Aval, lorsque le pétrole brut fait toujours partie des stocks du secteur Aval et des pertes à la conversion de devises de 10 millions \$, principalement dans le cas d'espèces et de quasi-espèces. La perte nette au deuxième trimestre de 2008 a inclus une charge de 117 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, une perte de 13 millions \$ à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et un recouvrement de 40 millions \$ lié au recouvrement des profits dans les secteurs d'activité en amont pour des ventes de pétrole brut au

secteur Aval, lorsque le pétrole brut fait toujours partie des stocks du secteur Aval et d'autres gains à la conversion de devises de 16 millions \$, principalement dans le cas d'espèces et de quasi-espèces.

Les intérêts débiteurs ont été de 62 millions \$ avant impôts (43 millions \$ après impôts) durant le deuxième trimestre de 2009, en hausse par rapport à 47 millions \$ avant impôts (32 millions \$ après impôts) au deuxième trimestre de l'exercice précédent. La Société a capitalisé des intérêts débiteurs de 4 millions \$ durant le trimestre, comparativement à 15 millions \$ au deuxième 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 118 millions \$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation durant le trimestre, comparativement à une augmentation d'environ 72 millions \$ à la même période l'an dernier.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	465	\$ 2 479	\$ 937	\$ 3 914
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement	(774)	(1 201)	(1 823)	(2 171)
Activités de financement	(90)	701	(186)	267
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(399)	1 979	(1 072)	2 010
Trésorerie et équivalents de trésorerie	373	\$ 2 241	\$ 373	\$ 2 241

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, la mesure clé du niveau d'endettement à court terme, était de 1,3 fois au 30 juin 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, la mesure à long terme de la structure du capital, était de 22,9 % au 30 juin 2009, au-dessous de la fourchette à long terme de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	30 juin 2009	31 décembre 2008	30 juin 2008
Dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <i>(en nombre de fois)</i> ¹	1,3	0,7	0,8
Dette/dette plus les capitaux propres <i>(en pourcentage)</i>	22,9	23,5	20,7

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

Activités d'exploitation

Le fonds de roulement excédentaire lié à l'exploitation était de 762 millions \$ au 30 juin 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 lié à l'exploitation de 46 millions \$ au 31 décembre 2008. L'augmentation du fonds de roulement lié à l'exploitation jusqu'en situation excédentaire au 30 juin 2009 tient surtout à une diminution des impôts à payer, étant donné que d'importants acomptes provisionnels d'impôts canadiens ont été payés durant le trimestre, à une diminution des créditeurs et des charges à payer en raison d'une diminution des dépenses et à une augmentation des débiteurs et des stocks en raison d'augmentations des prix des marchandises depuis le début de l'exercice.

Activités d'investissement

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Amont				
Gaz naturel nord-américain	41 \$	91 \$	136 \$	258 \$
Sables pétrolifères	105	225	244	403
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	92	44	147	82
International	326	1 269	674	1 520
	564	1 629	1 201	2 263
Aval				
Raffinage et approvisionnement	101	467	134	819
Ventes et marketing	8	32	12	55
Lubrifiants	6	4	12	7
	115	503	158	881
Services partagés et éliminations	4	9	5	13
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	683	2 141	1 364	3 157
Autres actifs	–	–	–	–
Total des dépenses d'investissement	683 \$	2 141 \$	1 364 \$	3 157 \$

Perspectives en matière de dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement en 2009 devraient s'établir à 3,2 milliards \$, en baisse de 200 millions \$ par rapport au montant prévu de 3,4 milliards \$ annoncé le 28 avril 2009.

Activités de financement

À la fin du deuxième trimestre de 2009, la Société avait accès à des facilités de crédit engagées et à des facilités de crédit à vue bilatérales totalisant 3 803 millions \$ et 771 millions \$, respectivement, dont un montant de 341 millions \$ était utilisé 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 30 juin 2009.

Au 30 juin 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.

Le 28 juillet 2009, Standard & Poor's a relevé la cote de crédit attribuée à la dette à long terme non garantie de la Société de BBB sous surveillance avec conséquences positives à BBB+ avec perspective stable.

Durant le deuxième trimestre de 2009, le programme de titrisation de comptes clients de 500 millions \$ de la Société a été prolongé, de façon à préserver cette source de liquidité, jusqu'au 30 septembre 2010 ou jusqu'à la conclusion de toute fusion impliquant Petro-Canada, selon la plus rapprochée des deux dates. Au 30 juin 2009, le programme était inutilisé.

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 à une importante capacité d'emprunt par l'intermédiaire de ses facilités de crédit et du fait qu'elle n'a pas d'exigences de refinancement à court terme.

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.

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 deuxième 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.

En raison de la fusion entre Petro-Canada et Suncor, Petro-Canada ne déclarera pas d'autres dividendes. Les dividendes seront maintenant déclarés et payés par la nouvelle société fusionnée, sous réserve de l'approbation de son nouveau Conseil d'administration.

Le programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de Petro-Canada autorisant la Société à racheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation entre le 22 juin 2008 et le 21 juin 2009 n'a pas été renouvelé. Au deuxième trimestre de 2009, la Société n'a procédé à aucun rachat de ses actions, à l'instar de ce qu'elle avait fait à la même période l'an dernier.

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 30 juin 2009 s'élevaient à 38,1 milliards \$. Durant le deuxième trimestre de 2009, les obligations contractuelles ont augmenté de 2,0 milliards \$, surtout en raison des prix plus élevés liés aux engagements d'achat de produits, partiellement contrebalancés par les gains à la conversion des devises étrangères.

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 contrôle les risques auxquels la Société s'expose, cerne les nouveaux risques et évalue la suffisance et la fiabilité 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 Énergie Inc. (Suncor)

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 que les risques liés à la fusion en tant que telle. Ceux-ci peuvent inclure, sans toutefois s'y limiter, le risque que les avantages envisagés de la fusion ne se réalisent pas.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (IFRS)

Au cours de 2008, le Conseil des normes comptables 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.

Le projet de conversion aux IFRS de la Société a débuté au premier trimestre de 2008 avec le développement d'un plan de projet IFRS détaillé et la mise en place d'une équipe de projet. Le projet IFRS continue de se dérouler conformément à l'échéancier qui permettra de respecter la date de basculement prévue. Il est à noter que les développements relatifs aux normes IFRS nouvelles et révisées seront surveillés tout au long du projet mais sont susceptibles d'entraîner des modifications aux activités de projet communiqués dans le tableau suivant :

Projet de conversion aux IFRS

Activité clé	Principaux jalons	Situation
<p>Préparation des états financiers : Déterminer les différences entre les PCGR canadiens et les IFRS.</p> <p>Sélectionner les principes comptables IFRS.</p> <p>Élaborer la présentation des états financiers IFRS.</p> <p>Quantifier les effets du changement sur l'information IFRS initiale et les états financiers de 2010.</p>	<p>Réalisation d'une analyse complète de l'incidence des différences avec les IFRS déterminées durant l'évaluation initiale d'établissement de la portée.</p> <p>Approbation par la haute direction et le comité directeur des principaux choix de principes comptables IFRS.</p> <p>Élaboration d'une ébauche de présentation et d'informations présentées pour les états financiers IFRS.</p>	<p>Analyse complète des différences avec les IFRS réalisée au premier trimestre de 2009.</p> <p>Analyse des choix de principes comptables IFRS entreprise au troisième trimestre de 2008, y compris une évaluation initiale des exemptions IFRS 1 durant la transition. L'analyse se poursuit tout au long de 2009.</p> <p>Préparation d'une ébauche d'états financiers pro forma et achèvement substantiel d'une ébauche d'exigences d'information.</p>
<p>Formation et communication : Fournir une formation et des communications sur les IFRS de façon continue et ciblée dans toute la Société.</p> <p>Évaluer les effets des principaux changements aux principes comptables et aux états financiers reliés aux IFRS sur les communications externes.</p>	<p>Séance d'éducation et de formation offertes en continu dans toute la Société.</p> <p>Formation IFRS trimestrielle pour le Comité de vérification, des finances et du risque du Conseil d'administration.</p> <p>Tout au long du projet, analyse et publication des effets des IFRS sur les états financiers</p>	<p>Séances de formation et de communication fournies à la haute direction, aux services de l'Information financière et des Relations avec les investisseurs et au personnel de l'exploitation en 2008.</p> <p>Poursuite des séances d'éducation et de formation dans toutes la Société en 2009.</p> <p>Poursuites des comptes rendus réguliers à la haute direction de la Société et au Comité de vérification, des finances et du risque, y compris une formation IFRS détaillée et des rapports d'étape trimestriels.</p> <p>Mise à jour des informations IFRS dans les états financiers et le rapport de gestion tout au long du projet.</p>
<p>Évaluation de la technologie de l'information (TI) : Confirmer que les systèmes actuels sont en mesure de soutenir les nouvelles exigences en matière de données, le plan comptable révisé et les changements touchant la mise en correspondance et la fonctionnalité par suite des IFRS.</p>	<p>Confirmation que les systèmes peuvent traiter les deux types de présentation de l'information en 2010.</p> <p>Analyse des incidences des différences déterminées des IFRS sur les systèmes, y compris les modifications nécessaires pour les informations IFRS.</p>	<p>Poursuite tel que prévu de la conception et de la mise en œuvre d'une solution de TI permettant de traiter les deux types de présentation de l'information.</p> <p>Progrès substantiel de l'évaluation de TI, y compris l'analyse des incidences sur les systèmes courants de la division en éléments des immobilisations corporelles.</p>
<p>Évaluation d'entreprise : Analyser et mettre en œuvre les changements requis aux processus de l'entreprise et aux contrôles internes relativement à la communication de l'information financière.</p>	<p>Veiller à ce que les changements à apporter aux processus actuels en raison des IFRS soient dûment déterminés et abordés tout au long du projet.</p> <p>Effectuer une analyse approfondie de l'incidence des IFRS sur le milieu de contrôle actuel et les évaluations de contrôle clés.</p>	<p>Poursuite de l'évaluation de l'incidence sur l'entreprise tout au long de 2009.</p>

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 30 juin 2009, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 485,2 millions et il a été en moyenne de 485,0 millions durant le deuxième trimestre de 2009, comparativement à 484,4 millions d'actions ordinaires en circulation au 30 juin 2008 et à un nombre moyen de 483,8 millions pour le trimestre terminé le 30 juin 2008.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 30 juillet 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/fr/investors/845.aspx> le 30 juillet 2009 à 9 h HAE. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence téléphonique en direct pourront en écouter un enregistrement environ une heure après la fin de la conférence en composant le 1-800-408-3053 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-5800 (entrer le code d'accès 6821571#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION – AMONT
30 juin 2009

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (<i>en milliers de barils/j</i>)				
Gaz naturel nord-américain	13,3	13,0	13,6	13,0
Sables pétrolifères	53,0	53,9	58,4	54,7
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	69,2	90,4	78,5	91,3
International				
Mer du Nord	87,6	89,4	86,7	93,4
Autres – International	43,5	49,6	43,4	50,1
	266,6	296,3	280,6	302,5
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (<i>en millions de pi³/j</i>)				
Gaz naturel nord-américain	528	582	546	584
International				
Mer du Nord	46	60	51	59
Autres – International	71	63	73	66
	645	705	670	709
Production totale, nette avant redevances (<i>en milliers de bep/j</i>) ¹	374	414	392	421
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	10,3	9,9
Sables pétrolifères	49,1	49,1	56,0	49,8
<i>International et extracôtier</i>				
Côte Est du Canada	47,5	66,5	56,6	69,0
International				
Mer du Nord	87,6	89,4	86,7	93,4
Autres – International	26,8	24,6	23,0	32,2
	221,2	239,6	232,6	254,3
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (<i>en millions de pi³/j</i>)				
Gaz naturel nord-américain	471	456	471	461
International				
Mer du Nord	46	60	51	59
Autres – International	40	63	73	66
	557	579	595	586
Production totale, nette après redevances (<i>en milliers de bep/j</i>) ¹	314	336	332	352

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

PRIX MOYENS RÉALISÉS – AMONT
30 juin 2009

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Pétrole brut et LGN (<i>en \$/barils</i>)				
Gaz naturel nord-américain	54,23	112,11	49,27	100,65
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	58,91	108,61	52,71	94,39
Côte Est du Canada	68,14	126,35	60,63	111,89
International				
Mer du Nord	69,19	113,47	61,74	103,48
Autres – International	61,05	121,06	56,87	110,08
Total – pétrole brut et LGN	65,37	117,22	58,38	104,67
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>)				
Gaz naturel nord-américain	3,29	9,64	4,24	8,57
International				
Mer du Nord	7,46	11,18	9,89	10,98
Autres – International	1,59	5,73	2,82	5,28
Total – gaz naturel	3,44	9,55	4,56	8,56

TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS
30 juin 2009

<i>(en pourcentage des produits des ventes)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Gaz naturel nord-américain	12 %	22 %	15 %	21 %
Sables pétrolifères <i>International et extracôtier</i>	7 %	9 %	4 %	9 %
Côte Est du Canada	31 %	26 %	28 %	24 %
International				
Mer du Nord	–	–	–	–
Autres – International ¹	40 %	42 %	37 %	29 %
Total	16 %	19 %	15 %	16 %

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
30 juin 2009

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Ventes de produits pétroliers (<i>en milliers de m³/j</i>)				
Essence				
Est du Canada	13,7	13,4	13,6	13,1
Ouest du Canada	10,4	10,0	10,0	10,4
	24,1	23,4	23,6	23,5
Distillats				
Est du Canada	8,2	8,2	8,5	8,6
Ouest du Canada	8,3	9,0	8,8	9,9
	16,5	17,2	17,3	18,5
Divers, dont les produits pétrochimiques	9,4	11,2	9,6	10,0
Total – ventes de produits pétroliers	50,0	51,8	50,5	52,0
Pétrole brut traité par Petro-Canada (<i>en milliers de m³/j</i>)				
Est du Canada	17,9	19,2	19,1	19,4
Ouest du Canada	16,6	19,8	16,0	20,5
Total – pétrole brut traité par Petro-Canada	34,5	39,0	35,1	39,9
Utilisation moyenne des raffineries (<i>en pourcentage</i>)	85	96	87	99
Bénéfice net après impôts du secteur Aval (<i>en cents/litre</i>)	2,7	6,4	2,2	5,1

PRIX MOYENS RÉALISÉS – AVAL
30 juin 2009

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Prix à la rampe (<i>en cents canadiens par litre</i>)				
Essence				
Est du Canada	57,31	88,22	52,03	79,76
Ouest du Canada	58,19	89,92	53,50	80,07
Distillats				
Est du Canada	53,69	102,61	54,79	92,51
Ouest du Canada	51,62	101,59	51,05	91,06
Prix à la pompe (<i>en cents canadiens par litre, à l'exclusion des taxes</i>)				
Essence				
Est du Canada	64,23	94,24	58,90	85,19
Ouest du Canada	67,99	99,81	63,56	89,96

DONNÉES SUR LES ACTIONS

30 juin 2009

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	485,0	483,8	484,9	483,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	487,9	488,1	487,5	488,0
Bénéfice net				
– de base (en \$/action)	0,16	3,10	0,06	5,32
– dilué (en \$/action)	0,16	3,07	0,06	5,27
Dividendes (en \$/action)	0,20	0,13	0,40	0,26
Bourse de Toronto :				
Cours des actions ¹				
– haut	49,90	60,00	49,90	60,00
– bas	34,36	44,69	24,88	42,77
– clôture au 30 juin	44,92	57,11	44,92	57,11
Actions négociées (en millions)	202,7	146,8	377,3	302,7
Bourse de New York :				
Cours des actions ²				
– haut	45,64	61,03	45,64	61,03
– bas	27,07	43,70	19,46	41,95
– clôture au 30 juin	38,42	55,75	38,42	55,75
Actions négociées (en millions)	258,0	88,9	449,5	174,9

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

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

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

30 juin 2009

(non vérifié, en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	(239) \$	100 \$	(241) \$	174 \$
Sables pétrolifères	(188)	177	(256)	289
International et extracôtier				
Côte Est du Canada	137	385	241	760
International	143	672	184	1 008
Aval	121	300	203	484
Services partagés et éliminations	103	(136)	(101)	(141)
Bénéfice net	77 \$	1 498 \$	30 \$	2 574 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	465 \$	2 479 \$	937 \$	3 914 \$
Capital investi moyen ¹				
Amont			10 685 \$	8 961 \$
Aval			7 711	6 381
Services partagés et éliminations			952	950
Total – Société			19 348 \$	16 292 \$
Rendement du capital investi (en pourcentage) ¹				
Amont			13,4	36,6
Aval			(3,6)	10,5
Total – Société			4,1	24,5
Rendement des capitaux propres (en pourcentage) ¹			3,9	29,7
Dette			4 506 \$	3 934 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie			373 \$	2 241 \$
Ratio dette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en nombre de fois) ¹			1,3	0,8
Ratio dette/dette plus les capitaux propres (en pourcentage)			22,9	20,7

1 Calculé selon une moyenne mobile sur 12 mois.

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 juin***(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Produits				
Exploitation	4 270 \$	7 766 \$	8 241 \$	14 383 \$
Revenus (charges) de placement et autres (note 3)	1	(120)	1	(151)
	4 271	7 646	8 242	14 232
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 008	3 775	3 964	6 738
Exploitation, commercialisation et frais généraux (note 4)	1 178	1 092	2 229	1 935
Exploration	128	185	236	328
Amortissement pour dépréciation et épuisement (notes 4 et 5)	1 016	472	1 576	995
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(282)	15	(179)	70
Intérêts	77	47	155	95
	4 125	5 586	7 981	10 161
Bénéfice avant impôts	146	2 060	261	4 071
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	322	813	513	1 657
Futurs (note 6)	(253)	(251)	(282)	(160)
	69	562	231	1 497
Bénéfice net	77 \$	1 498 \$	30 \$	2 574 \$
Bénéfice par action (note 7)				
De base	0,16 \$	3,10 \$	0,06 \$	5,32 \$
Dilué	0,16 \$	3,07 \$	0,06 \$	5,27 \$

RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 juin***(en millions de dollars canadiens)*

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	77 \$	1 498 \$	30 \$	2 574 \$
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôts				
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(70)	(49)	(111)	158
Résultat étendu	7 \$	1 449 \$	(81) \$	2 732 \$

Voir les notes complémentaires

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

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	77 \$	1 498 \$	30 \$	2 574 \$
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement (notes 4 et 5)	1 016	472	1 576	995
Impôts futurs	(253)	(251)	(282)	(160)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	29	18	50	37
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(282)	15	(179)	70
Gain (perte) à la vente d'actifs	(1)	134	(2)	130
Autres	(27)	(44)	34	(33)
Frais d'exploration	75	137	109	218
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(169)	500	(399)	83
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	465	2 479	937	3 914
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(683)	(2 141)	(1 364)	(3 157)
Produit de la vente d'actifs	2	33	5	45
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(93)	907	(464)	941
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(774)	(1 201)	(1 823)	(2 171)
Activités de financement				
Diminution des effets à court terme à payer	-	(431)	-	(109)
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	-	1 482	-	1 482
Remboursement de la dette à long terme	-	(300)	(1)	(996)
Produit de l'émission d'actions ordinaires	7	13	9	16
Dividendes sur les actions ordinaires	(97)	(63)	(194)	(126)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(90)	701	(186)	267
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(399)	1 979	(1 072)	2 010
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	772	262	1 445	231
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	373 \$	2 241 \$	373 \$	2 241 \$

Voir les notes complémentaires

BILANS CONSOLIDÉS (non vérifié)**Au 30 juin 2009**

(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2009		31 décembre 2008	
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalent de trésorerie	373	\$	1 445	\$
Débiteurs	3 057		2 844	
Stocks	1 449		1 289	
Impôts futurs	38		25	
	4 917		5 603	
Immobilisations corporelles, montant net (notes 4 et 5)	23 187		23 485	
Écart d'acquisition	814		852	
Autres actifs	419		437	
	29 337	\$	30 377	\$
Passifs et capitaux propres				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	2 984	\$	3 186	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	798		1 018	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 8)	3		3	
	3 785		4 207	
Dette à long terme (note 8)				
Autres passifs	4 503		4 746	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 248		1 240	
Impôts futurs	1 604		1 527	
	2 989		3 182	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 9)	1 398		1 388	
Surplus d'apport (note 9)	20		22	
Bénéfices non répartis	13 898		14 062	
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Écart de conversion de devises étrangères	(108)		3	
	15 208		15 475	
	29 337	\$	30 377	\$

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

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfices non répartis au début de la période	13 918	12 261	14 062	11 248
Bénéfice net	77	1 498	30	2 574
Dividendes sur les actions ordinaires	(97)	(63)	(194)	(126)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	13 898	13 696	13 898	13 696

Voir les notes complémentaires

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

1. INFORMATIONS SECTORIELLES
Trimestres terminés les 30 juin

	Amont														Total consolidé	
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétroliers		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Éliminations ³			
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008		
Produits																
Ventes aux clients	229	\$ 581	\$ 279	\$ 589	\$ 325	\$ 820	\$ 751	\$ 1 295	\$ 2 686	\$ 4 481	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	4 270	\$ 7 766
Revenus (charges) de placement et autres	1	(146)	15	(3)	(9)	(3)	13	28	(7)	(24)	(12)	28	-	-	1	(120)
Ventes intersectorielles	54	127	476	381	137	108	-	-	3	4	-	-	(670)	(620)	-	-
Produits sectoriels	284	562	770	967	453	925	764	1 323	2 682	4 461	(12)	28	(670)	(620)	4 271	7 646
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ¹	62	138	466	511	105	222	-	-	1 352	2 942	-	-	23	(38)	2 008	3 775
Opérations intersectorielles	1	1	6	6	2	2	-	-	661	611	-	-	(670)	(620)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	128	132	292	170	63	55	138	112	409	410	148	213	-	-	1 178	1 092
Exploration	73	21	3	-	1	-	51	164	-	-	-	-	-	-	128	185
Amortissement pour dépréciation et épuisement	385	118	264	26	83	85	180	165	103	77	1	1	-	-	1 016	472
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(282)	15	-	-	(282)	15
Intérêts	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	62	47	-	-	77	47
	649	410	1 031	713	254	364	384	441	2 525	4 040	(71)	276	(647)	(658)	4 125	5 586
Bénéfice (perte) avant impôts	(365)	152	(261)	254	199	561	380	882	157	421	59	(248)	(23)	38	146	2 060
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	47	33	25	55	65	185	246	513	(23)	67	(38)	(38)	-	(2)	322	813
Futurs	(173)	19	(98)	22	(3)	(9)	(9)	(303)	59	54	(22)	(34)	(7)	-	(253)	(251)
	(126)	52	(73)	77	62	176	237	210	36	121	(60)	(72)	(7)	(2)	69	562
Bénéfice net (perte nette)	(239)	\$ 100	\$ (188)	\$ 177	\$ 137	\$ 385	\$ 143	\$ 672	\$ 121	\$ 300	\$ 119	\$ (176)	\$ (16)	\$ 40	\$ 77	\$ 1 498
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration²	41	\$ 91	\$ 105	\$ 225	\$ 92	\$ 44	\$ 326	\$ 1 269	\$ 115	\$ 503	\$ 4	\$ 9	\$ -	\$ -	683	\$ 2 141
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	62	\$ 379	\$ (113)	\$ 162	\$ 254	\$ 670	\$ 313	\$ 1 031	\$ 54	\$ 41	\$ (105)	\$ 196	\$ -	\$ -	465	\$ 2 479
Total de l'actif	3 948	\$ 4 037	\$ 4 629	\$ 4 235	\$ 2 088	\$ 2 140	\$ 8 128	\$ 7 555	\$ 10 387	\$ 10 957	\$ 203	\$ 1 674	\$ (46)	\$ (72)	\$ 29 337	\$ 30 526

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

2 Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 4 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2009 (15 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2008).

3 Éliminations s'entend des ventes entre secteurs comptabilisées aux prix de cession, en fonction des prix courants du marché, et des profits et des pertes intersectoriels non réalisés sur les stocks.

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

1. INFORMATIONS SECTORIELLES *suite*
Semestres terminés les 30 juin

	Mont															
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		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	555	\$ 1 011	\$ 501	\$ 934	\$ 640	\$ 1 502	\$ 1 369	\$ 2 689	\$ 5 176	\$ 8 247	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	8 241	\$ 14 383
Revenus (charges) de placement et autres	-	(143)	15	(1)	(7)	(2)	(11)	(3)	3	(32)	1	30	-	-	1	(151)
Ventes intersectorielles	120	226	776	678	224	312	8	-	5	8	-	-	(1 133)	(1 224)	-	-
Produits sectoriels	675	1 094	1 292	1 611	857	1 812	1 366	2 686	5 184	8 223	1	30	(1 133)	(1 224)	8 242	14 232
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ¹	150	231	740	759	219	410	-	-	2 805	5 381	-	-	50	(43)	3 964	6 738
Opérations intersectorielles	2	3	16	14	3	4	-	-	1 112	1 203	-	-	(1 133)	(1 224)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	264	260	565	374	113	112	275	242	812	814	200	133	-	-	2 229	1 935
Exploration	93	71	32	5	2	-	109	252	-	-	-	-	-	-	236	328
Amortissement pour dépréciation et épuisement	545	272	303	53	173	182	351	335	203	152	1	1	-	-	1 576	995
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(179)	70	-	-	(179)	70
Intérêts	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	140	95	-	-	155	95
	1 054	837	1 656	1 205	510	708	750	829	4 932	7 550	162	299	(1 083)	(1 267)	7 981	10 161
Bénéfice (perte) avant impôts	(379)	257	(364)	406	347	1 104	616	1 857	252	673	(161)	(269)	(50)	43	261	4 071
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	98	60	21	70	110	362	450	1 160	(99)	90	(67)	(85)	-	-	513	1 657
Futurs	(236)	23	(129)	47	(4)	(18)	(18)	(311)	148	99	(28)	-	(15)	-	(282)	(160)
	(138)	83	(108)	117	106	344	432	849	49	189	(95)	(85)	(15)	-	231	1 497
Bénéfice net (perte nette)	(241)	\$ 174	\$ (256)	\$ 289	\$ 241	\$ 760	\$ 184	\$ 1 008	\$ 203	\$ 484	\$ (66)	\$ (184)	\$ (35)	\$ 43	\$ 30	\$ 2 574
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration²	136	\$ 258	\$ 244	\$ 403	\$ 147	\$ 82	\$ 674	\$ 1 520	\$ 158	\$ 881	\$ 5	\$ 13	\$ -	\$ -	\$ 1 364	\$ 3 157
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	121	\$ 578	\$ (88)	\$ 328	\$ 503	\$ 1 155	\$ 459	\$ 1 537	\$ 352	\$ 25	\$ (410)	\$ 291	\$ -	\$ -	\$ 937	\$ 3 914
Total de l'actif	3 948	\$ 4 037	\$ 4 629	\$ 4 235	\$ 2 088	\$ 2 140	\$ 8 128	\$ 7 555	\$ 10 387	\$ 10 957	\$ 203	\$ 1 674	\$ (46)	\$ (72)	\$ 29 337	\$ 30 526

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

2 Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 15 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (28 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2008).

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

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Gains (pertes) de change	(4) \$	42 \$	(10) \$	20 \$
Gain (perte) à la vente d'actifs	1	(134)	2	(130)
Perte sur des contrats dérivés	(15)	(31)	(10)	(44)
Autres	19	3	19	3
Revenus (charges) de placement et autres - Total	1 \$	(120) \$	1 \$	(151) \$

4. PROJET FORT HILLS

Le volet de l'usine de valorisation du projet Fort Hills a été reporté pour une période indéterminée. Ce report a créé de l'incertitude en ce qui a trait à la probabilité de réaliser des bénéfices futurs à partir des coûts engagés dans l'ingénierie et la conception de l'usine de valorisation, des coûts qui ont été initialement capitalisés en tant qu'immobilisations corporelles. En raison de cette incertitude, les principes comptables généralement reconnus du Canada exigent que tous ces types de coûts, qui ont été capitalisés antérieurement soient radiés. Par conséquent, la Société a constaté une charge de 236 millions \$ (174 millions \$ après impôts) pour dépréciation pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, afin de tenir compte de cette radiation.

Le volet exploitation minière du projet demeure en attente jusqu'à ce que la fusion planifiée avec Suncor Énergie Inc. (Suncor) soit finalisée (note 14). Certains contrats existants pour l'approvisionnement et l'entretien de matériel ont été résiliés ou suspendus. La Société a constaté des charges de 16 millions \$ (11 millions \$ après impôts) et de 82 millions \$ (57 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement, afin de refléter la résiliation ou la suspension de ces contrats.

Les réductions de valeur pour dépréciation d'actifs sont incluses dans l'amortissement pour dépréciation et épuisement des états des résultats consolidés et les charges liées à la résiliation d'ententes de service et d'approvisionnement de matériel sont inclus sous exploitation, commercialisation et administration dans ces mêmes états.

5. DÉVALUATION D'ÉLÉMENT D'ACTIF

Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009, la Société a constaté une charge de 244 millions \$ (158 millions \$ après impôts) pour dépréciation afin de refléter la radiation de certains éléments d'actif de production du gaz naturel, principalement dans les concessions de méthane de houille du bassin Powder River dans les Rocheuses américaines, qui font partie du secteur Gaz naturel nord-américain de la Société. La diminution de production de ces éléments d'actif a amené la direction à conclure que la production future serait beaucoup moins importante que les estimations antérieures. De plus, des développements dans le marché du gaz naturel nord-américain ont amené la direction à revoir les prix à la baisse à court et à moyen termes. Les éléments d'actif ont été dévalués au moyen de la meilleure estimation de la juste valeur conformément à une évaluation du flux de trésorerie future actualisée. La charge est incluse dans l'amortissement pour dépréciation et épuisement des états des résultats consolidés.

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

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

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

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

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

(en millions)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	485,0	483,8	484,9	483,8
Effet des options sur actions dilutives	2,9	4,3	2,6	4,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	487,9	488,1	487,5	488,0

8. DETTE À LONG TERME

Obligations et effets	Échéance	30 juin 2009	31 décembre 2008
Effets de premier rang non garantis à 6,80 % (900 millions \$ US)	2038	1 034	\$ 1 090
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	682	719
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	302	320
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	281	296
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	315	332
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	346	365
Obligations non garanties à 6,05 % (600 millions \$ US)	2018	692	729
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US) ¹	2014	461	485
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	334	351
Contrats de location-acquisition	2009-2022	59	62
		4 506	4 749
Tranche à court terme		(3)	(3)
		4 503	\$ 4 746

1. Les effets de premier rang ont été émis par PC Financial Partnership, une filiale en propriété exclusive de Petro-Canada. Petro-Canada garantit totalement et inconditionnellement ces effets de premier rang.

Les intérêts sur la dette à long terme et les effets à court terme à payer, déduction faite des intérêts capitalisés, ont été de 63 millions \$ et de 139 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement (46 millions \$ et 92 million \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement). Les intérêts sont remboursés deux fois par année. Toutes les obligations et tous les effets sont remboursables en totalité à l'échéance.

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

8. DETTE À LONG TERME *suite*

La Société disposait des facilités de crédit renouvelables suivantes :

Facilités	Échéance	30 juin 2009	31 décembre 2008
Consortiales, engagées	2013	3 570	\$ 3 570
Bilatérales, engagées (200 millions \$ US) ¹	2013	233	-
Bilatérales, à vue	s.o.	771	777
Facilités de crédit disponibles totales		4 574	4 347
Utilisées pour des lettres de crédit et la couverture de découvert		(341)	(348)
Facilités de crédit inutilisées totales ²		4 233	\$ 3 999

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

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

9. CAPITAUX PROPRES

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

	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au 31 décembre 2008	484 597 467	1 388	\$ 22
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionnariat des employés	579 277	10	(2)
Solde au 30 juin 2009	485 176 744	1 398	\$ 20

La Société disposait d'un programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités qui l'autorisait 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, qui n'a pas été renouvelé au cours du trimestre terminé le 30 juin 2009. Au cours des trimestres et des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008, la Société n'a pas racheté d'actions ordinaires.

10. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

La charge au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de 136 millions \$ et de 175 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement, (189 millions \$ et 92 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement).

(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	(579 277)	15
Remises contre versement en espèces	(348 893)	33
Frappées d'extinction	(354 750)	42
Expirées	(2 000)	8
Solde au 30 juin 2009	23 552 882	36

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

10. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS *suite*

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

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

	DPV	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2008	7 207 354	46 \$
Octroyées	5 450 450	25
Levées	(69 698)	44
Frappées d'extinction	(490 301)	36
Solde au 30 juin 2009	12 097 805	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	259 467
Rachetées	(348 980)
Frappées d'extinction	(1 219)
Solde au 30 juin 2009	737 640

(d) Unités d'actions subalternes (UAS)

Au cours du premier trimestre de 2009, 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	813 335
Rachetées	-
Frappées d'extinction	(14 955)
Solde au 30 juin 2009	798 380

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

11. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	8 \$	10 \$	16 \$	21 \$
Intérêts débiteurs	25	24	51	47
Rendement prévu de l'actif des régimes	(22)	(27)	(44)	(55)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(2)	(2)	(3)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	18	12	36	24
	28	17	57	34
Régimes à cotisations déterminées				
	7	6	14	11
	35 \$	23 \$	71 \$	45 \$
Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	2 \$	2 \$	3 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	3	4	7	7
Amortissement de l'obligation transitoire	-	-	1	1
Amortissement des pertes actuarielles nettes	-	-	-	1
	5 \$	6 \$	11 \$	12 \$

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

12. 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 pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009.

13. 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 4 536 millions \$ au 30 juin 2009 (3 868 millions \$ au 31 décembre 2008), comparativement à une valeur comptable de 4 506 millions \$ au 30 juin 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.

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

14. FUSION AVEC SUNCOR ÉNERGIE INC. (SUNCOR)

Le 23 mars 2009, la Société a annoncé son intention de fusionner avec Suncor. Les actionnaires de Suncor et de Petro-Canada, la Cour du banc de la Reine de l'Alberta et le Bureau de la concurrence ont approuvé la fusion. Petro-Canada et Suncor ont l'intention de conclure la fusion le 1^{er} août 2009.