



# Rapport trimestriel 2

SEMESTRE TERMINÉ LE 30 JUIN 2006

## L'Impériale publie les résultats financiers et d'exploitation du deuxième trimestre

**Calgary, le 3 août 2006** – L'Impériale a annoncé aujourd'hui un bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2006 de 837 M\$ (0,85 \$ par action) contre 539 M\$ (0,52 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2005. Le bénéfice net du premier semestre de 2006 s'est établi à 1 428 M\$ (1,44 \$ par action) contre 932 M\$ (0,89 \$ par action) pour le premier semestre de 2005.

Le bénéfice du deuxième trimestre a été plus élevé que celui du trimestre correspondant de 2005 du fait de la hausse des prix obtenus dans le secteur des ressources naturelles et de l'élargissement des marges de raffinage. Les résultats ont aussi bénéficié de la baisse de la charge d'impôts, par suite principalement de l'incidence d'un ajustement ponctuel des impôts futurs sur les bénéfices fondé sur une diminution des taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Alberta et d'une réduction des charges au titre de la rémunération à base d'actions. Ces facteurs ont été en partie annulés par l'accroissement des travaux d'entretien systématique des raffineries et des activités liées à des projets d'immobilisations qui ont pesé sur la production et les charges des raffineries et par la montée du dollar canadien.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration du deuxième trimestre se sont chiffrées à 283 M\$ contre 353 M\$ pour le trimestre correspondant de 2005, la baisse s'expliquant par l'achèvement de certains projets. Pour le premier semestre de 2006, les dépenses se sont élevées à 605 M\$ contre 678 M\$ pour le semestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du premier semestre de 2006, la compagnie a racheté environ 24,1 millions d'actions pour 937 M\$. Au 30 juin 2006, le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie atteignait 997 M\$ contre 1 661 M\$ à la fin de 2005.

« Plusieurs faits marquants sont survenus au deuxième trimestre, notamment la production record de bitume à Cold Lake et le démarrage des installations de fabrication de carburant diesel à très faible teneur en soufre, a déclaré le président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, Tim Hearn. Dans les mois qui viennent, l'accent portera sur l'optimisation d'investissements récents et la lutte contre la montée généralisée du coût des activités courantes et des projets qu'il faut réaliser pour répondre à la demande croissante d'énergie au Canada », a ajouté M. Hearn.

L'Impériale est l'une des grandes entreprises du Canada et un acteur de premier plan de l'industrie pétrolière du pays. C'est l'un des plus importants producteurs de pétrole brut et de gaz naturel du Canada. C'est aussi le principal raffineur-distributeur de produits pétroliers du pays, vendus principalement sous les marques Esso et Mobil par un réseau d'approvisionnement pancanadien qui compte près de 2 000 points de vente.

# Faits saillants

## Production record à Cold Lake

La production de bitume à Cold Lake, exploitation de sables pétrolifères in situ en propriété exclusive de la compagnie, a atteint un sommet de 157 000 barils par jour en moyenne au cours du trimestre. Cette production dépasse le record trimestriel précédent de 153 000 barils par jour qui avait été atteint au troisième trimestre de 1998. Cold Lake exploite actuellement environ 4 000 puits sur place et les travaux se sont poursuivis au cours du deuxième trimestre pour aménager de nouvelles installations dans le prolongement nord de la concession de Cold Lake.

## Troisième phase d'agrandissement de Syncrude terminée

La troisième phase d'agrandissement de Syncrude, où du bitume est extrait pour être transformé en pétrole brut synthétique, est terminée. La production a débuté le 6 mai mais a dû être interrompue le 18 mai en raison d'odeurs dégagées lors du démarrage de la nouvelle unité de désulfuration des gaz de carneau. Le 10 juillet, après que des correctifs eurent été apportés et que les organismes de réglementation eurent donné leur accord, Syncrude a remis en route l'unité de désulfuration et les autres unités d'exploitation du projet d'agrandissement. La charge de bitume devrait réalimenter la nouvelle unité de cokéfaction vers la fin du mois. L'Impériale a une participation de 25 % dans la coentreprise d'exploitation des sables pétrolifères Syncrude.

## L'Impériale fabrique désormais du carburant diesel à très faible teneur en soufre partout au pays – dans le respect des délais et du budget

Après des dépenses d'environ 500 M\$, des travaux de construction échelonnés sur deux ans et les efforts de quelque 5 000 personnes, la teneur en soufre du carburant diesel a été ramenée à 15 parties par million au point de fabrication, comme l'exige le règlement fédéral. En juillet 2001, le gouvernement canadien avait demandé que la teneur en soufre du carburant diesel soit ramenée à ce niveau à son point de fabrication pour le 1<sup>er</sup> juin 2006. L'Impériale suit le calendrier prévu pour atteindre la prochaine étape réglementaire qui consiste à offrir ce carburant diesel à très faible teneur en soufre à tous ses points de vente pour le 1<sup>er</sup> septembre 2006.

## L'Impériale fait un don de trois millions de dollars pour « bâtir l'avenir »

Le programme « Bâtir l'avenir » s'adresse à des étudiants de tous âges intéressés à poursuivre leur formation dans des programmes qui aident le Canada à rivaliser avec ses concurrents dans l'univers technologique d'aujourd'hui. Le récent engagement pris par la compagnie a été annoncé le 30 mai. Ce don de trois millions de dollars ira à des programmes d'éducation canadiens qui contribuent à former les jeunes et à développer les compétences en sciences et en technologie dont le pays a de plus en plus besoin. La compagnie estime qu'un système d'éducation de qualité est essentiel à la réussite du pays. Ces cinq dernières années, elle a investi plus de 15 M\$ en éducation.

## Poursuite du programme de rachat d'actions

En juin, l'Impériale a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer une nouvelle offre d'achat d'actions dans le cours normal des activités\* pour poursuivre son programme d'achat d'actions. La compagnie est autorisée à racheter 5 % des actions ordinaires en circulation actuellement, soit environ 48,8 millions, au cours des 12 prochains mois. Comme dans le passé, Exxon Mobil Corporation participera au programme pour maintenir sa participation dans l'Impériale à 69,6 %.

## Fractionnement des actions de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

La division par trois des actions qui avait été annoncée a été approuvée à l'assemblée annuelle des actionnaires de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée qui s'est tenue le 2 mai 2006. Les actions fractionnées ont commencé à se négocier à la Bourse de Toronto le 17 mai 2006. Le dernier fractionnement survenu remontait à 1998, l'action ayant alors été divisée par trois.

*\* Tout intéressé peut se procurer, sans frais, un exemplaire de l'avis d'intention de faire une offre d'achat d'actions dans le cours normal des activités déposé auprès de la Bourse de Toronto le 21 juin 2006 à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou en s'adressant à l'Impériale, à l'attention du vice-président, directeur juridique et secrétaire général, au 237 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canada T2P 3M9.*

## Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

### FAITS SAILLANTS DE NATURE FINANCIÈRE (sans vérification)

	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	<b>754</b>	469	<b>1 151</b>	745
Produits pétroliers	<b>62</b>	94	<b>261</b>	260
Produits chimiques	<b>31</b>	33	<b>70</b>	77
Comptes non sectoriels	<b>(10)</b>	(57)	<b>(54)</b>	(150)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	<b>837</b>	539	<b>1 428</b>	932
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>926</b>	827	<b>888</b>	770
Dépenses en immobilisations et d'exploration	<b>283</b>	353	<b>605</b>	678
Données par action (en dollars) a)				
Bénéfice net de base	<b>0,85</b>	0,52	<b>1,45</b>	0,90
Bénéfice net dilué	<b>0,85</b>	0,52	<b>1,44</b>	0,89
Dividendes	<b>0,08</b>	0,08	<b>0,16</b>	0,15
Cours de clôture de l'action le 30 juin				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			<b>40,78</b>	34,01
American Stock Exchange (en dollars américains)			<b>36,50</b>	27,75

a) Après division par trois de l'action

### RAPPORT DE GESTION

#### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net du deuxième trimestre de la compagnie s'est élevé à 837 M\$ (0,85 \$ par action) sur une base diluée, contre 539 M\$ (0,52 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2005. Celui du premier semestre s'est établi à 1 428 M\$ (1,44 \$ par action) sur une base diluée, contre 932 M\$ (0,89 \$ par action) pour le premier semestre de 2005.

Le bénéfice du deuxième trimestre a été supérieur à celui du trimestre correspondant de 2005, par suite principalement de l'augmentation des prix obtenus dans le secteur des ressources naturelles et de l'élargissement des marges de raffinage, dont l'effet combiné a ajouté environ 465 M\$ aux résultats. Le bénéfice a aussi augmenté grâce à une diminution de la charge d'impôts d'environ 110 M\$, du fait surtout d'un ajustement ponctuel des impôts futurs sur les bénéfices fondé sur la baisse des taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Alberta, et à une réduction d'environ 45 M\$ des charges de rémunération à base d'actions. Ces facteurs favorables ont été en partie annulés par la baisse de la production nette des ressources naturelles, après redevances, qui a retranché environ 100 M\$ aux résultats, par la hausse des travaux d'entretien systématique des raffineries et des activités liées à des projets d'immobilisations qui ont pesé à la fois sur la production et les charges des raffineries en soustrayant environ 100 M\$ des résultats et par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 100 M\$.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

Au cours du premier semestre, l'augmentation des prix obtenus pour les ressources naturelles ainsi que l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation ont ajouté environ 750 M\$ aux résultats par rapport à la période correspondante de 2005. Les résultats ont aussi bénéficié d'une diminution de la charge d'impôts d'environ 115 M\$ et d'une réduction des charges de rémunération à base d'actions d'environ 95 M\$. Ces facteurs favorables ont été en partie annulés par la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 150 M\$, par la hausse des coûts d'énergie et des frais d'exploitation de Syncrude, qui a retranché environ 120 M\$, par la hausse des travaux d'entretien systématique des raffineries et l'incidence de projets d'immobilisations qui ont coûté environ 100 M\$ et par la baisse de la production de pétrole brut classique et de liquides de gaz naturel (LGN), qui a retranché environ 90 M\$.

Les produits d'exploitation se sont chiffrés à 6 604 M\$ pour le deuxième trimestre et à 12 390 M\$ pour le premier semestre de 2006, contre 6 710 M\$ et 12 650 M\$ pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent.

**Ressources naturelles**

Pour le deuxième trimestre, le bénéfice net tiré des ressources naturelles a atteint le sommet de 754 M\$, en hausse de 285 M\$ par rapport à celui du deuxième trimestre de 2005. Le bénéfice a augmenté par suite principalement de la hausse des prix obtenus pour le bitume de Cold Lake et le pétrole brut, ce qui a ajouté environ 330 M\$ aux résultats. La baisse de la production tirée des ressources naturelles, après déduction des redevances, a retranché environ 100 M\$ aux résultats. La production accrue de Cold Lake au cours du trimestre n'a pas suffi à contrer l'augmentation des redevances et la baisse de la production de pétrole brut classique et de LGN par suite de la diminution naturelle du rendement des gisements et de cessions. Les résultats ont aussi été amputés d'environ 70 M\$ du fait de l'incidence négative de la montée du dollar canadien et d'environ 35 M\$ à la suite de la hausse des coûts d'énergie et des frais d'entretien de Syncrude. La charge d'impôts du deuxième trimestre de 2006 a diminué d'environ 160 M\$ par suite surtout de la baisse des taux d'imposition fédéral et albertain.

Le bénéfice net du premier semestre s'est dégagé à 1 151 M\$ contre 745 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation des prix obtenus pour le bitume de Cold Lake, le pétrole brut et le gaz naturel a donné lieu à des rentrées d'environ 540 M\$ de plus que celles du premier semestre de 2005. L'incidence favorable de cette augmentation sur les résultats a été en partie annulée par la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 105 M\$, par une hausse des frais d'exploitation d'environ 100 M\$, du fait surtout de la montée des coûts d'énergie et de Syncrude et par la diminution de la production nette, après redevances, qui a retranché environ 90 M\$. La charge d'impôts du premier semestre a diminué d'environ 165 M\$ par suite principalement de la baisse des taux d'imposition fédéral et albertain.

Alors que, en dollars américains, le prix du pétrole Brent a progressé en moyenne de 35 % au cours du deuxième trimestre et de 32 % au cours du premier semestre par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, le prix que la compagnie a obtenu pour son pétrole brut classique n'a monté que de 23 % et de 16 % respectivement, du fait surtout de la montée du dollar canadien. Le prix moyen obtenu en dollars américains pour le bitume de Cold Lake a bondi de plus de 90 % au deuxième trimestre et de près de 70 % au premier semestre, l'écart entre les prix du brut léger et du bitume de Cold Lake s'étant rapproché de sa tendance historique.

## Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

### RAPPORT DE GESTION (suite)

---

Le prix obtenu pour le gaz naturel a été en moyenne de 6,52 \$ le millier de pieds cubes au deuxième trimestre, contre 7,71 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, par suite principalement de l'augmentation des stocks de gaz naturel dans l'ensemble du secteur. Pour le premier semestre, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 7,99 \$ le millier de pieds cubes en 2006, contre 7,37 \$ pour la période correspondante de 2005.

La production brute de pétrole brut et de LGN s'est élevée à 273 000 barils par jour, contre 267 000 au deuxième trimestre de 2005. Pour le premier semestre de l'exercice en cours, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 269 000 barils par jour, contre 264 000 pour la période correspondante de 2005.

La production brute de bitume de Cold Lake a atteint un sommet de 157 000 barils par jour en moyenne au cours du deuxième trimestre, contre 137 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour le premier semestre du présent exercice, la production brute s'est élevée à 154 000 barils par jour contre 144 000 pour la période correspondante de 2005. L'accroissement de la production s'explique par la nature cyclique de la production de Cold Lake et les quantités accrues d'hydrocarbures provenant de la campagne de forage de développement en cours.

La part de la production brute de Syncrude revenant à la compagnie a atteint 60 000 barils par jour au deuxième trimestre contre 58 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. Au cours du premier semestre, cette part s'est établie en moyenne à 56 000 barils par jour en 2006, contre 49 000 pour la période correspondante de 2005. L'accroissement de la production fait suite à la diminution des travaux d'entretien au cours du premier semestre de 2006.

Au cours du deuxième trimestre et du premier semestre du présent exercice, la production brute de pétrole classique s'est établie en moyenne à 31 000 et 32 000 barils par jour respectivement, contre 40 000 au cours des périodes correspondantes de 2005. Cette baisse s'explique avant tout par la cession de biens de production et la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

La production brute de LGN mis en vente s'est élevée à 25 000 barils par jour au deuxième trimestre, contre 32 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du premier semestre de 2006, la production brute de LGN mis en vente a diminué pour se situer à 27 000 barils par jour contre 31 000 pour la période correspondante de 2005, par suite surtout de la baisse de la teneur en LGN du gaz produit à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel du deuxième trimestre de 2006 s'est établie à 557 millions de pieds cubes par jour contre 576 millions au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Pour le premier semestre de l'exercice, la production brute s'est élevée à 568 millions de pieds cubes par jour, contre 580 millions au cours du premier semestre de 2005.

En avril, la compagnie a vendu ses participations dans les gisements de gaz naturel Calmette et Westlock, tous deux situés en Alberta, pour un produit net d'environ 57 M\$, réalisant ainsi un gain de 38 M\$. La quote-part de la compagnie dans la production de gaz naturel provenant de ces deux biens s'est chiffrée en moyenne à 2,6 millions de pieds cubes par jour en 2005.

La nouvelle unité de cokéfaction de la phase 3 du projet d'agrandissement de Syncrude a dû interrompre son activité le 18 mai 2006 après que le ministère de l'Environnement de l'Alberta eut rendu une ordonnance de protection de l'environnement. L'ordonnance a été rendue à la suite d'émissions odorantes liées au démarrage de la nouvelle unité de cokéfaction au début de mai. Le 6 juillet 2006, Syncrude a obtenu du ministère de l'Environnement de l'Alberta l'autorisation

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

réglementaire de reprendre l'exploitation des installations qui avaient été fermées, après avoir apporté des modifications pour corriger le problème. Les activités de démarrage ont débuté le 10 juillet 2006. Une période de démarrage et de rodage de quelques semaines est à prévoir avant la réintroduction de la charge de bitume dans la nouvelle unité. La quote-part de la compagnie dans la capacité de production de l'usine a été entamée d'environ 25 000 barils par jour. La capacité de production de l'exploitation de base de Syncrude, hormis celle de la nouvelle unité de cokéfaction, n'a pas été touchée par ces événements.

Étant donné les fortes pressions exercées sur les coûts du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, ses promoteurs élaborent actuellement des plans d'action pour en réduire les coûts sous tous les aspects. Une nouvelle estimation des coûts et du calendrier du projet devrait être publiée cet automne.

**Produits pétroliers**

Pour le deuxième trimestre de 2006, le bénéfice net tiré des produits pétroliers s'est élevé à 62 M\$ contre 94 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'élargissement généralisé des marges de raffinage n'a pu compenser l'augmentation d'arrêts prévus d'unités de production dans les raffineries pour des besoins d'entretien et de travaux liés à des projets d'immobilisations qu'il a fallu exécuter pour abaisser la teneur en soufre du carburant diesel. Ces importantes activités liées à l'entretien de l'outil de raffinage et à la réalisation de projets ont pesé sur la production et les charges des raffineries en amputant les résultats d'environ 100 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Les résultats ont aussi subi les contrecoups d'une hausse de 40 M\$ de la charge d'impôts, imputable à l'incidence défavorable de modifications de taux d'imposition, et d'une montée du dollar canadien qui a opéré une ponction de 25 M\$. La baisse des ventes de produits pétroliers a eu peu d'effet sur les résultats.

Le bénéfice net du premier semestre s'est dégagé à 261 M\$ contre 260 M\$ pour la période correspondante de 2005. L'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation a été en partie contrebalancé par l'accroissement des travaux d'entretien systématique des raffineries et les activités liées au projet de désulfuration du carburant diesel, qui ont pesé sur la production et les charges des raffineries en soustrayant environ 100 M\$ des résultats par rapport à l'exercice précédent. En outre, la montée du dollar canadien a retranché environ 45 M\$ des résultats, la hausse de la charge d'impôts, 40 M\$ et l'augmentation des coûts d'énergie par suite de la montée des prix, environ 20 M\$. Le recul des ventes de produits pétroliers a eu peu d'effet sur les résultats.

**Produits chimiques**

Pour le deuxième trimestre, le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est élevé à 31 M\$, en léger repli par rapport à celui de 33 M\$ du deuxième trimestre de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier semestre s'est élevé à 70 M\$ contre 77 M\$ pour la période correspondante de 2005. La contraction des marges sectorielles sur les produits aromatiques et le polyéthylène a été le principal facteur à l'origine de la baisse du bénéfice semestriel.

**Comptes non sectoriels**

Pour le deuxième trimestre, les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 10 M\$ alors qu'il était de 57 M\$ pour la période correspondante de 2005. Les résultats nets du premier semestre ont affiché un solde négatif de 54 M\$ qui était de 150 M\$ l'exercice précédent, l'amélioration enregistrée étant attribuable principalement à la baisse des charges de rémunération à base d'actions.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

**LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL**

Pour le deuxième trimestre de 2006, les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 926 M\$ contre 827 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie ont augmenté par suite principalement de l'augmentation du bénéfice net et de la baisse des stocks de produits pétroliers. Ces facteurs favorables aux flux de trésorerie ont été en partie annulés par l'effet défavorable combiné de l'augmentation du solde des comptes débiteurs, imputable surtout à la montée du prix du pétrole brut, et à la baisse des soldes des comptes et des impôts sur les bénéfices à payer découlant du calendrier des dépenses et du paiement des impôts sur les bénéfices, respectivement.

Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation atteignent 888 M\$ contre 770 M\$ pour le premier semestre de 2005. Les principaux facteurs à l'origine de l'augmentation des rentrées sont la hausse du bénéfice net, la baisse du solde des comptes débiteurs et la diminution saisonnière des stocks. Ces facteurs positifs ont été tempérés par la baisse du solde des comptes créditeurs à la suite de la diminution des achats de pétrole brut et de produits pétroliers et du fait du calendrier des dépenses.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration du deuxième trimestre se sont élevées à 283 M\$ contre 353 M\$ au cours de la période correspondante de 2005, et à 605 M\$ pour le premier semestre de 2006 contre 678 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Dans le secteur des ressources, ces dépenses ont servi principalement à maintenir et à accroître la capacité de production de Syncrude et de Cold Lake. Dans le secteur des produits pétroliers, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à des projets visant à réduire la teneur en soufre du carburant diesel, à accroître l'efficacité opérationnelle et à moderniser le réseau de détail Esso. La compagnie a été en mesure de fabriquer du carburant diesel à très faible teneur en soufre pour répondre à la nouvelle réglementation gouvernementale avant le 1<sup>er</sup> juin 2006.

Le 21 juin 2006, la compagnie a annoncé qu'elle avait obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer une autre offre d'achat d'actions dans le cours normal des activités pour poursuivre son programme de rachat d'actions échu le 22 juin 2006. Le nouveau programme lui permet de racheter de 48,8 millions d'actions entre le 23 juin 2006 et le 22 juin 2007. Au cours du premier semestre de 2006, la compagnie a racheté environ 24,1 millions d'actions pour 937 M\$.

Des dividendes en espèces de 159 M\$ ont été versés au cours du premier semestre de 2006, contre 154 M\$ pour la période correspondante de 2005. Le dividende par action versé au cours des deux premiers trimestres de 2006 s'est élevé à 0,16, \$ contre 0,15 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les facteurs précités ont eu pour effet de réduire le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie qui, au 30 juin 2006, s'établissait à 997 M\$ contre 1 661 M\$ à la fin de 2005.

Le 2 mai 2006, les actionnaires ont approuvé la proposition visant à diviser par trois les actions de la compagnie. Les actions fractionnées ont commencé à être négociées le 17 mai 2006.

**NORME COMPTABLE PUBLIÉE DERNIÈREMENT**

En juin 2006, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié l'interprétation FIN 48 intitulée « Accounting for Uncertainty in Income Taxes ». Il s'agit d'une interprétation du Statement 109 du FASB intitulé « Accounting for Income Taxes » que la compagnie doit adopter au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2007. L'interprétation FIN 48 prescrit un modèle général de constatation, de mesure, de présentation et de publication, dans les états financiers, des positions fiscales incertaines que la compagnie a prises ou compte prendre dans ses déclarations fiscales. La compagnie évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'interprétation FIN 48.

---

**INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LES RISQUES DE MARCHÉ**

---

L'information sur les risques de marché pour le semestre terminé le 30 juin 2006 ne diffère pas sensiblement de celle qui figure à la page 32 du rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et dans le rapport intermédiaire du trimestre terminé le 31 mars 2006, hormis pour ce qui suit :

Sensibilité des résultats a) en millions de dollars après impôts		
Diminution (augmentation) de 0,09 \$ de la valeur du dollar CA par rapport au dollar US	+ (-)	430
Variation de sept dollars US du prix du baril de pétrole brut	+ (-)	330

La sensibilité du bénéfice net aux variations du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain s'est accrue depuis le premier trimestre de 2006 d'environ 3 M\$ après impôts pour chaque variation de 0,01 \$. Cette sensibilité accrue s'explique avant tout par l'augmentation du prix du pétrole brut.

La sensibilité aux variations du prix du pétrole brut a diminué depuis la fin de l'exercice 2005 d'environ 3 M\$ (après impôts) pour chaque variation de un dollar US. L'augmentation de la valeur du dollar canadien a diminué l'incidence du prix du pétrole brut libellé en dollars US sur les produits et les résultats de la compagnie.

a) Le montant servant à illustrer l'incidence de ce facteur correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur de la marchandise à la fin du premier trimestre de 2006. Ce calcul montre l'incidence, sur le bénéfice net annuel, de la variation d'un facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Bien que cette sensibilité s'applique aux conditions actuelles, elle peut ne pas varier proportionnellement en cas de fortes fluctuations.

---

Ce rapport peut contenir des renseignements de nature prospective. Les résultats réels peuvent différer sensiblement par suite de l'état du marché, des modifications apportées aux lois et aux politiques gouvernementales, de changements touchant les conditions et les charges d'exploitation, les calendriers des projets, le rendement de l'exploitation, la demande de pétrole et de gaz, la négociation d'ententes commerciales ou d'autres facteurs d'ordre économique et technique.

---

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS				
(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)				
en millions de dollars canadiens	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les	
	2006	2005	30 juin 2006	2005
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>				
Produits d'exploitation a) b)	6 604	6 710	12 390	12 650
Revenus de placement et d'autres sources 5)	84	92	116	110
<b>TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>	<b>6 688</b>	<b>6 802</b>	<b>12 506</b>	<b>12 760</b>
<b>CHARGES</b>				
Exploration	3	6	13	27
Achats de pétrole brut et de produits b)	3 868	4 250	7 002	7 889
Production et fabrication 6)	925	815	1 847	1 565
Frais de vente et frais généraux 6)	277	370	615	783
Taxe d'accise fédérale a)	315	323	618	630
Amortissement et épuisement	214	217	430	455
Frais de financement 7)	2	8	7	10
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>5 604</b>	<b>5 989</b>	<b>10 532</b>	<b>11 359</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>1 084</b>	<b>813</b>	<b>1 974</b>	<b>1 401</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>247</b>	<b>274</b>	<b>546</b>	<b>469</b>
<b>BÉNÉFICE NET 4)</b>	<b>837</b>	<b>539</b>	<b>1 428</b>	<b>932</b>
BÉNÉFICE NET DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10)	0,85	0,52	1,45	0,90
BÉNÉFICE NET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10)	0,85	0,52	1,44	0,89
DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10)	0,08	0,08	0,16	0,15
a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	315	323	618	630
b) Montants compris dans les produits d'exploitation au titre des contrats d'achat ou de vente auprès de la même contrepartie. Les frais connexes sont compris dans le poste « achats de pétrole brut et de produits » et n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net. 3)	-	1 176	-	2 093

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers afin qu'ils tiennent compte de la présentation adoptée pour l'exercice courant.

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE				
(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)				
entrées (sorties) en millions de dollars canadiens	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Bénéfice net	837	539	1 428	932
Ajustement au titre d'éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	214	217	430	455
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 5)	(46)	(55)	(54)	(57)
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(138)	(88)	(43)	(151)
Variation de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	(191)	29	20	(180)
Stocks et frais payés d'avance	243	(35)	(209)	(359)
Impôts sur les bénéfices à payer	68	124	(295)	(188)
Comptes créditeurs	(91)	41	(127)	543
Autres postes - montant net a)	30	55	(262)	(225)
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>	<b>926</b>	<b>827</b>	<b>888</b>	<b>770</b>
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles	(280)	(347)	(592)	(651)
Produit de la vente d'actifs	107	98	134	105
Prêts à une société par actions	(1)	-	(2)	-
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>	<b>(174)</b>	<b>(249)</b>	<b>(460)</b>	<b>(546)</b>
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Dette à court terme - montant net	72	18	72	18
Remboursement de la dette à long terme	(71)	(19)	(72)	(20)
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options sur actions	3	6	4	19
Actions ordinaires rachetées 10)	(395)	(479)	(937)	(802)
Dividendes versés	(79)	(77)	(159)	(154)
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>	<b>(470)</b>	<b>(551)</b>	<b>(1 092)</b>	<b>(939)</b>
<b>AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE</b>	<b>282</b>	<b>27</b>	<b>(664)</b>	<b>(715)</b>
<b>ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE</b>	<b>715</b>	<b>537</b>	<b>1 661</b>	<b>1 279</b>
<b>ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE</b>	<b>997</b>	<b>564</b>	<b>997</b>	<b>564</b>
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(3)	(3)	(356)	(342)

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers afin qu'ils tiennent compte de la présentation adoptée pour l'exercice courant.

**BILAN CONSOLIDÉ**

(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)

	Au 30 juin	Au 31 déc.
en millions de dollars canadiens	<b>2006</b>	2005
<b>ACTIF</b>		
Actif à court terme		
Encaisse	997	1 661
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 056	2 073
Stocks de pétrole brut et de produits	672	481
Matières, fournitures et charges payées d'avance	148	130
Actif d'impôts futurs	666	654
Total de l'actif à court terme	<u>4 539</u>	<u>4 999</u>
Placements, participations et autres actifs à long terme	112	94
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	21 973	21 526
Immobilisations corporelles - montant net	<u>11 736</u>	<u>11 394</u>
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	154	153
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<u><b>15 246</b></u>	<u><b>15 582</b></u>
<b>PASSIF</b>		
Passif à court terme		
Dettes à court terme	171	99
Comptes créditeurs et charges à payer 9)	3 041	3 170
Impôts sur les bénéfices à payer	1 114	1 399
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme 8)	657	477
Total du passif à court terme	<u>4 983</u>	<u>5 145</u>
Dettes à long terme 8)	611	863
Autres obligations à long terme 9)	1 486	1 728
Passif d'impôts futurs	1 196	1 213
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<u><b>8 276</b></u>	<u><b>8 949</b></u>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 10)	1 709	1 747
Bénéfices non répartis 11)	5 841	5 466
Autres variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires 12)	(580)	(580)
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES</b>	<u><b>6 970</b></u>	<u><b>6 633</b></u>
<b>TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES</b>	<u><b>15 246</b></u>	<u><b>15 582</b></u>

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers afin qu'ils tiennent compte de la présentation adoptée pour l'exercice courant.

Approuvé par le Conseil le 3 août 2006

Le président du Conseil, président et  
chef de la direction,



Le contrôleur et  
vice-président principal,  
Finances et administration,



## 1. Base de la présentation des états financiers

Les états financiers consolidés non vérifiés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique et observent les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul que celles des derniers états financiers consolidés annuels et devraient se lire en parallèle avec ceux-ci. De l'avis de la direction, l'information fournie dans les présentes reflète les régularisations et les ajustements connus qui sont nécessaires pour obtenir une présentation fidèle de la situation financière de la compagnie au 30 juin 2006 et au 31 décembre 2005, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des trimestres et des semestres terminés les 30 juin 2006 et 2005. Ces ajustements sont de nature récurrente. Les activités d'exploration et de production de la compagnie sont comptabilisées selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Les résultats du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2006 ne sont pas nécessairement une indication des activités prévues pour l'ensemble de l'exercice.

Les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

## 2. Modification comptable au titre des paiements à base d'actions

Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, la compagnie a adopté la version révisée du Statement of Financial Accounting Standards 123 (SFAS 123R), Shared-based Payments, du Financial Accounting Standards Board. Le SFAS 123R exige que les charges de rémunération liées aux paiements à base d'actions à l'intention des employés soient constatées dans l'état des résultats sur la période de service en question. Le montant de la charge de rémunération doit être établi à partir de la juste valeur des instruments émis à la date de leur attribution. En outre, la mesure des attributions fondées sur le coût du passif sera révisée à chaque période de déclaration jusqu'à leur règlement. La norme SFAS 123R prend effet pour les attributions effectuées ou modifiées après la date de son adoption et pour les attributions effectuées avant cette date qui n'ont pas été acquises. En 2003, la compagnie a adopté une politique de passation en charges des paiements à base d'actions conforme aux dispositions de la norme SFAS 123R. Toutes les options d'achat d'actions attribuées lors des exercices antérieurs qui étaient en cours ont été acquises. Par conséquent, l'adoption de la norme SFAS 123R modifiera donc peu les pratiques comptables existantes de la compagnie et le montant constaté au titre de la rémunération à base d'actions dans les résultats.

La charge de rémunération cumulative liée aux paiements à base d'actions de 2004 et 2005 a été constatée dans l'état consolidé des résultats selon la « stratégie de la période d'acquisition théorique ». Le coût au titre des options attribuées aux employés qui ont pris leur retraite avant la fin de la période d'acquisition a été passé en charges. L'application d'une « stratégie non corroborative de la période d'acquisition » correspondant à un amortissement fondé sur l'âge d'admissibilité à la retraite ne serait pas sensiblement différente de la stratégie de la période d'acquisition théorique. La stratégie non corroborative de la période d'acquisition s'applique aux attributions effectuées après l'adoption de la norme révisée SFAS 123R.

## Régimes d'intéressement à base d'actions

### Unités d'intéressement, unités d'actions à dividende différé et unités d'actions subalternes

Les unités d'intéressement n'ont de valeur que si le cours des actions ordinaires de la compagnie au moment de l'exercice d'une unité est supérieur au cours de ces actions au moment de l'émission de l'unité. Le prix d'émission des unités d'intéressement correspond au cours de clôture des actions de la compagnie à la Bourse de Toronto à la date d'attribution. Jusqu'à 50 % des unités peuvent être exercées un an après leur émission, une tranche supplémentaire de 25 % après deux ans et la tranche restante de 25 %, après trois ans. Les unités d'intéressement peuvent être exercées dans un délai de dix ans à compter de leur émission et elles peuvent venir à échéance avant pour un motif de cessation d'emploi autre que la retraite, le décès ou l'invalidité.

Le régime d'unités d'actions à dividende différé est offert à certains dirigeants et certains administrateurs non salariés. Les dirigeants peuvent choisir de toucher la totalité ou une partie de leur prime de rendement sous cette forme et les administrateurs non salariés peuvent en faire autant avec leurs jetons de présence. Le nombre d'unités attribuées à un dirigeant correspond au montant de la prime qu'il a choisi de recevoir sous forme d'unités d'actions à dividende différé divisé par la moyenne des cours de clôture de l'action de la compagnie à la Bourse de Toronto pour les cinq jours de bourse consécutifs qui précèdent la date à laquelle la prime aurait été versée. Le nombre d'unités attribuées à un administrateur non salarié à la fin de chaque trimestre civil correspond au montant des jetons de présence de l'administrateur pour ce trimestre qu'il a choisi de recevoir sous forme d'unités d'actions à dividende différé, divisé par la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie pour les cinq jours de bourse consécutifs précédant le dernier jour du trimestre civil. Des unités additionnelles sont attribuées en fonction du quotient du dividende en espèces payé sur les actions de la compagnie par le cours de clôture moyen immédiatement avant la date de paiement de ce dividende, quotient qui est ensuite multiplié par le nombre d'unités d'actions à dividende différé que possède le bénéficiaire, ajusté en fonction de des fractionnements d'actions.

Pour exercer les unités d'actions à dividende différé, leur bénéficiaire doit avoir cessé de travailler à la compagnie dans le cas d'un dirigeant ou avoir démissionné dans le cas d'un administrateur, et il doit les exercer au plus tard le 31 décembre de l'année qui suit son départ ou sa démission. À la date d'exercice, la valeur au comptant à recevoir pour les unités est déterminée d'après le cours de clôture moyen des actions de la compagnie pour les cinq jours de bourse consécutifs qui précèdent la date d'exercice, ajusté en fonction des fractionnements d'actions.

Aux termes du régime d'unités d'actions subalternes, chaque unité donne à son bénéficiaire le droit conditionnel de recevoir de la compagnie, à l'exercice de l'unité, un montant équivalant au cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto aux dates d'exercice, ajusté en fonction des fractionnements d'actions. Dans les trois ans qui suivent la date de leur attribution, 50 % des unités sont exercées, le reste étant exercé sept ans après la date d'attribution.

Toutes les unités doivent être réglées au comptant à une exception près. Le régime des unités d'actions subalternes a été modifié dans le cas des unités attribuées en 2003 et les années suivantes et offre désormais au bénéficiaire la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler au comptant les unités devant être exercées au septième anniversaire de la date d'attribution.

Conformément à la norme SFAS 123R, la compagnie comptabilise ces unités selon la méthode de la juste valeur, qui est la même méthode comptable que selon la norme SFAS 123. La juste valeur des attributions sous la forme d'unités d'intéressement, d'unités d'actions à dividende différé et d'unités d'actions subalternes correspond au cours de l'action. Selon cette méthode, la charge de rémunération au titre des unités de ces régimes est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et répartie sur la période d'acquisition dans l'état consolidé des résultats.

Le tableau qui suit résume l'information sur ces unités pour le semestre terminé le 30 juin 2006 :

	Unités d'intéres- sement a)	Unités d'actions à dividende différé a)	Unités d'actions subalternes a)
En circulation au 31 décembre 2005	10 884 891	138 567	10 556 730
Attribuées	-	3 356	-
Exercées	(994 254)	(60 781)	(1 185 705)
Annulées ou ajustées	(900)	-	(1 785)
En circulation au 30 juin 2006	<u>9 889 737</u>	<u>81 142</u>	<u>9 369 240</u>

a) Représente le nombre d'unités attribuées après le fractionnement d'actions en 2006, majoré du nombre d'unités attribuées avant le fractionnement d'actions en 2006 et ajusté pour tenir compte des fractionnements survenus en 1998 et en 2006

La charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes s'est élevée à 7 M\$ et 54 M\$ pour les deuxièmes trimestres de 2006 et de 2005 et à 55 M\$ et 152 M\$ pour les semestres terminés les 30 juin 2006 et 2005, respectivement. L'économie totale d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération s'est chiffrée à 3 M\$ et 28 M\$ pour les deuxièmes trimestres de 2006 et de 2005 et à 29 M\$ et 77 M\$ pour les semestres terminés les 30 juin 2006 et 2005, respectivement.

Au 30 juin 2006, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions subalternes qui n'étaient pas acquises s'élevait à 223 M\$ au cours de l'action de la compagnie en vigueur à la fin de l'actuelle période de déclaration. La période d'acquisition moyenne pondérée des unités d'actions subalternes non acquises est de 3,3 ans. Toutes les unités des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé avaient été acquises au 30 juin 2006.

#### Options sur actions

En avril 2002, dans le cadre d'un régime d'intéressement, des options sur actions ont été attribuées pour l'achat d'actions ordinaires de la compagnie au prix d'exercice de 15,50 \$ l'action (cours ajusté pour tenir compte de la division par trois de l'action). Jusqu'à 50 % des options peuvent être exercées à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2003, une tranche supplémentaire de 25 % à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2004 et les 25 % restants à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2005. Les options qui n'auront pas été exercées seront échues après le 29 avril 2012. La compagnie n'a pas émis d'options sur actions à titre d'intéressement depuis 2002 et ne compte pas le faire dans l'avenir.

La compagnie a racheté des actions sur le marché pour compenser entièrement l'effet dilutif de l'exercice des options sur actions. Cette pratique devrait se poursuivre.

Comme l'autorise la norme SFAS 123, la compagnie continue de comptabiliser les options sur actions attribuées à titre incitatif en avril 2002 selon la méthode de la valeur intrinsèque. Selon cette méthode, la charge de rémunération n'est pas constatée à l'émission des options sur actions, puisque le prix d'exercice correspond à la valeur de marché à la date de l'attribution.

Tous les droits d'options sur actions attribuées à titre incitatif avaient été acquis en date du 1<sup>er</sup> janvier 2005.

Le tableau suivant résume l'information sur les options sur actions pour le semestre terminé le 30 juin 2006 :

	Unités a)	Moyenne pondérée	
		Prix d'exercice (en dollars) b)	Durée contractuelle restante (en années)
Options sur actions			
En cours au 31 décembre 2005	6 135 000	15,50	
Accordées	-		
Exercées	(271 860)	15,50	
Annulées ou ajustées	5 400		
En cours au 30 juin 2006	<u>5 868 540</u>	15,50	5,8

a) Représente le nombre d'unités attribuées, ajusté pour tenir compte des fractionnements d'actions.

b) Ajusté pour tenir compte de la division par trois des actions.

Aucune charge de rémunération ni économie d'impôts liée aux options sur actions n'a été constatée au titre des options sur actions au cours des semestres terminés les 30 juin 2006 et 2005. Les fonds touchés par suite de l'exercice d'options sur actions au cours du semestre terminé le 30 juin 2006 se sont élevés à 4 M\$. La valeur intrinsèque globale des options sur actions exercées au cours du semestre terminé le 30 juin 2006 s'est établie à 7 M\$, et pour le reste des options sur actions en cours, elle s'élève à 148 M\$.

### 3. Comptabilisation des achats et des ventes de marchandises auprès de la même contrepartie

Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, la compagnie a adopté le consensus de l'Emerging Issues Task Force (EITF) à propos du bulletin 04-13, « Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty ». Ce bulletin conclut que les opérations d'achat et de vente de marchandises auprès de la même contrepartie conclues en prévision l'une de l'autre doivent être combinées et comptabilisées comme des échanges mesurés à la valeur comptable de l'élément vendu. Au cours des exercices antérieurs, la compagnie comptabilisait certains achats et certaines ventes de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et chimiques conclus simultanément auprès de la même contrepartie dans les produits et les achats. Le consensus atteint par l'EITF fait en sorte que ces montants seront retranchés des comptes « produits d'exploitation » et « achats de pétrole brut et de produits » de l'état consolidé des résultats, sans aucune incidence sur le bénéfice net. Tous les secteurs d'exploitation sont touchés par cette modification, mais tout particulièrement celui des produits pétroliers.

## 4. Résultats par secteur

Deuxièmes trimestres en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	1 260	1 098	5 003	5 297	341	315
Ventes intersectorielles	1 024	853	605	524	80	83
Revenus de placement et d'autres sources	55	70	15	18	-	-
	<b>2 339</b>	<b>2 021</b>	<b>5 623</b>	<b>5 839</b>	<b>421</b>	<b>398</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	3	6	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	803	713	4 469	4 722	305	274
Production et fabrication c)	486	443	394	324	45	49
Frais de vente et frais généraux c)	4	(2)	244	269	19	21
Taxe d'accise fédérale	-	-	315	323	-	-
Amortissement et épuisement	156	154	55	59	3	3
Frais de financement	-	-	-	1	-	-
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>1 452</b>	<b>1 314</b>	<b>5 477</b>	<b>5 698</b>	<b>372</b>	<b>347</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS</b>						
<b>SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	887	707	146	141	49	51
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	133	238	84	47	18	18
<b>BÉNÉFICE NET</b>						
	754	469	62	94	31	33
Ventes à l'exportation aux États-Unis	530	364	226	233	199	172
Flux de trésorerie d'exploitation	631	550	232	278	88	51
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	144	218	120	127	4	4

Deuxièmes trimestres en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	-	-	-	-	6 604	6 710
Ventes intersectorielles	-	-	(1 709)	(1 460)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	14	4	-	-	84	92
	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>(1 709)</b>	<b>(1 460)</b>	<b>6 688</b>	<b>6 802</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	-	-	-	-	3	6
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 709)	(1 459)	3 868	4 250
Production et fabrication c)	-	-	-	(1)	925	815
Frais de vente et frais généraux c)	10	82	-	-	277	370
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	315	323
Amortissement et épuisement	-	1	-	-	214	217
Frais de financement	2	7	-	-	2	8
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>12</b>	<b>90</b>	<b>(1 709)</b>	<b>(1 460)</b>	<b>5 604</b>	<b>5 989</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS</b>						
<b>SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	2	(86)	-	-	1 084	813
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	12	(29)	-	-	247	274
<b>BÉNÉFICE NET</b>						
	(10)	(57)	-	-	837	539
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	955	769
Flux de trésorerie d'exploitation	(25)	(52)	-	-	926	827
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	15	4	-	-	283	353

- a) Comprend les ventes de brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.
- b) Les dépenses en immobilisations et d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.
- c) Depuis le troisième trimestre de 2005, les charges au titre des régimes d'intéressement auparavant réparties entre les secteurs d'exploitation sont désormais inscrites dans les comptes non sectoriels. Cette modification a pour effet d'isoler la totalité des charges au titre des régimes d'intéressement et d'accroître la transparence des activités des différents secteurs d'exploitation. Cette modification est sans effet sur le total des charges consolidées, sur le bénéfice net et sur le profil des flux de trésorerie de la compagnie. Les résultats sectoriels du deuxième trimestre de 2005 ont été reclassés à des fins de comparaison.

Semestres terminés les 30 juin en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	2 406	2 097	9 281	9 896	703	657
Ventes intersectorielles	1 852	1 553	1 206	1 120	168	161
Revenus de placement et d'autres sources	65	70	23	29	-	-
	<b>4 323</b>	<b>3 720</b>	<b>10 510</b>	<b>11 045</b>	<b>871</b>	<b>818</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	13	27	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	1 465	1 360	8 143	8 805	619	557
Production et fabrication c)	1 045	886	705	591	98	89
Frais de vente et frais généraux c)	7	(4)	485	511	39	47
Taxe d'accise fédérale	-	-	618	630	-	-
Amortissement et épuisement	312	330	111	118	6	6
Frais de financement	-	-	-	1	-	-
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>2 842</b>	<b>2 599</b>	<b>10 062</b>	<b>10 656</b>	<b>762</b>	<b>699</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	1 481	1 121	448	389	109	119
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	330	376	187	129	39	42
<b>BÉNÉFICE NET</b>						
	1 151	745	261	260	70	77
<b>Ventes à l'exportation aux États-Unis</b>						
	955	701	492	399	415	370
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>						
	816	594	69	186	67	80
<b>Dépenses en immobilisations et d'exploration b)</b>						
	361	461	215	197	4	7
<b>Total de l'actif au 30 juin</b>	<b>7 336</b>	<b>7 101</b>	<b>6 726</b>	<b>6 307</b>	<b>494</b>	<b>478</b>
<b>Capital utilisé au 30 juin</b>	<b>4 453</b>	<b>4 332</b>	<b>2 992</b>	<b>2 790</b>	<b>228</b>	<b>220</b>

Semestres terminés les 30 juin en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	-	-	-	-	12 390	12 650
Ventes intersectorielles	-	-	(3 226)	(2 834)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	28	11	-	-	116	110
	<b>28</b>	<b>11</b>	<b>(3 226)</b>	<b>(2 834)</b>	<b>12 506</b>	<b>12 760</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	-	-	-	-	13	27
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(3 225)	(2 833)	7 002	7 889
Production et fabrication c)	-	-	(1)	(1)	1 847	1 565
Frais de vente et frais généraux c)	84	229	-	-	615	783
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	618	630
Amortissement et épuisement	1	1	-	-	430	455
Frais de financement	7	9	-	-	7	10
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>92</b>	<b>239</b>	<b>(3 226)</b>	<b>(2 834)</b>	<b>10 532</b>	<b>11 359</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	(64)	(228)	-	-	1 974	1 401
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>						
	(10)	(78)	-	-	546	469
<b>BÉNÉFICE NET</b>						
	(54)	(150)	-	-	1 428	932
<b>Ventes à l'exportation aux États-Unis</b>						
	-	-	-	-	1 862	1 470
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>						
	(64)	(90)	-	-	888	770
<b>Dépenses en immobilisations et d'exploration b)</b>						
	25	13	-	-	605	678
<b>Total de l'actif au 30 juin</b>	<b>1 191</b>	<b>754</b>	<b>(501)</b>	<b>(447)</b>	<b>15 246</b>	<b>14 193</b>
<b>Capital utilisé au 30 juin</b>	<b>794</b>	<b>471</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8 467</b>	<b>7 813</b>

- a) Comprend les ventes de brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.
- b) Les dépenses en immobilisations et d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles et incorporables et les ajouts aux contrats de location-acquisition.
- c) Depuis le troisième trimestre 2005, les charges au titre des régimes d'intéressement auparavant réparties entre les secteurs d'exploitation sont désormais inscrites dans les comptes non sectoriels. Cette modification a pour effet d'isoler la totalité des charges au titre des régimes d'intéressement et d'accroître la transparence des activités des différents secteurs d'exploitation. Cette modification est sans effet sur le total des charges consolidées, sur le bénéfice net et sur le profil des flux de trésorerie de la compagnie. Les résultats sectoriels du semestre terminé le 30 juin 2005 ont été reclassés à des fins de comparaison.

**5. Revenus de placement et d'autres sources**

Les revenus de placement et d'autres sources comprennent les gains et les pertes à la vente d'actifs suivants :

en millions de dollars	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Produit de la vente d'actifs	107	98	134	105
Valeur comptable des actifs vendus	40	20	56	25
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	67	78	78	80
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	46	55	54	57

- a) Le deuxième trimestre de 2006 comprenait un gain de 56 M\$ (38 M\$ après impôts) à la vente des participations de la compagnie dans les biens de production Calmette et Westlock. Le deuxième trimestre de 2005 comprenait un gain de 66 M\$ (43 M\$ après impôts) à la vente des biens de production Berrymoor et Buck Creek.

**6. Avantages à la retraite**

Les composantes de la charge nette au titre des prestations comprises dans le total des charges, dans l'état consolidé des résultats, se détaillent de la façon suivante :

en millions de dollars	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Prestations de retraite :				
Coût des services rendus de la période	25	21	50	43
Intérêts débiteurs	59	60	119	120
Rendement attendu de l'actif des régimes	(75)	(64)	(150)	(128)
Amortissement du coût des services passés	5	6	10	12
Perte actuarielle constatée	28	21	57	42
Coût net des prestations	42	44	86	89
Autres avantages à la retraite :				
Coût des services rendus de la période	2	2	4	4
Intérêts débiteurs	6	6	12	12
Perte actuarielle constatée	2	1	4	3
Coût net des prestations	10	9	20	19

**7. Frais de financement**

en millions de dollars	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Intérêts sur la dette	15	10	29	21
Intérêts capitalisés	(14)	(4)	(24)	(13)
Intérêts débiteurs nets	1	6	5	8
Autres intérêts	1	2	2	2
Total des frais de financement	2	8	7	10

**8. Dette à long terme**

Émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Au	Au
			30 juin 2006	31 déc. 2005
			En millions de dollars	
2003	250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et 250 M\$ échéant le 26 août 2007	Variable	250	500
2003	19 janvier 2008	Variable	318	318
Dette à long terme			568	818
Contrats de location-acquisition			43	45
Total de la dette à long terme a)			611	863

- a) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 657 M\$ (477 M\$ au 31 décembre 2005) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

**9. Autres obligations à long terme**

	Au 30 juin <b>2006</b>	Au 31 déc. 2005
en millions de dollars		
Avantages à la retraite a)	<b>873</b>	1 152
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	<b>420</b>	423
Autres obligations	<b>193</b>	153
Total des autres obligations à long terme	<b>1 486</b>	1 728

a) Le total des avantages à la retraite comptabilisés comprend aussi une somme de 47 M\$ dans le passif à court terme (47 M\$ au 31 décembre 2005).

b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux comprennent aussi une somme de 76 M\$ dans le passif à court terme (76 M\$ au 31 décembre 2005).

**10. Actions ordinaires**

	Au 30 juin <b>2006</b>	Au 31 déc. 2005
en milliers d'actions		
Actions autorisées (les données des périodes antérieures n'ont pas été retraitées)	<b>1 100 000</b>	450 000
Actions ordinaires en circulation	<b>974 076</b>	997 874

Le 23 mai 2006, les actions ordinaires émises par la compagnie ont été divisées par trois et le nombre d'actions autorisées a été porté de 450 millions à 1 100 millions. Le nombre d'actions en circulation et d'actions achetées des périodes antérieures ainsi que le bénéfice net et les dividendes par action ont été ajustés pour tenir compte de la division par trois des actions.

De 1995 à 2005, la compagnie a racheté des actions dans le cadre normal de ses activités, en vertu de onze programmes de rachat d'actions d'une durée de douze mois chacun et d'une offre d'achat par adjudication. Le 23 juin 2006, un autre programme d'une durée de douze mois a été lancé dans le cadre normal des activités qui autorise la compagnie à racheter 48,8 millions de ses actions (5 % des actions ordinaires qui étaient en circulation le 21 juin 2006), moins les actions qui seront achetées pour le régime d'épargne des employés et la caisse de retraite de la compagnie. Le résultat de ces opérations est présenté ci-dessous :

2005 - deuxième trimestre	15,6	479
- exercice complet	52,5	1 795
<b>2006 - deuxième trimestre</b>	<b>10,0</b>	<b>395</b>
<b>- depuis le début de l'exercice</b>	<b>24,1</b>	<b>937</b>
Achats cumulatifs à ce jour	774,2	9 572

Exxon Mobil Corporation a pris part à ces programmes de manière à conserver sa participation de 69,6 % dans l'Impériale. L'excédent du coût d'achat sur la valeur attribuée des actions a été inscrit à titre de distribution des bénéfices non répartis.

Le tableau ci-dessous présente le calcul du bénéfice net par action ordinaire :

	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les	
	2006	2005	30 juin 2006	2005
<b>Bénéfice net de base par action ordinaire</b>				
Bénéfice net (en millions de dollars)	837	539	1 428	932
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	979,6	1 031,3	986,3	1 038,1
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,85	0,52	1,45	0,90
<b>Bénéfice net dilué par action ordinaire</b>				
Bénéfice net (en millions de dollars)	837	539	1 428	932
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	979,6	1 031,3	986,3	1 038,1
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	4,4	4,1	4,4	3,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation après dilution (en millions d'actions)	984,0	1 035,4	990,7	1 042,0
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,85	0,52	1,44	0,89

#### 11. Bénéfices non répartis

en millions de dollars	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les	
	2006	2005	30 juin 2006	2005
Bénéfices non répartis au début de la période	5 460	4 902	5 466	4 889
Bénéfice net de la période	837	539	1 428	932
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(377)	(452)	(895)	(756)
Dividendes	(79)	(83)	(158)	(159)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	5 841	4 906	5 841	4 906

#### 12. Variations des capitaux propres non liées aux propriétaires

en millions de dollars	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les	
	2006	2005	30 juin 2006	2005
Bénéfice net	837	539	1 428	932
Autres variations des capitaux propres non liées aux propriétaires a)	-	-	-	-
Total des variations des capitaux propres non liées aux propriétaires	837	539	1 428	932

a) Ajustement au titre de l'obligation minimale du régime de retraite.

DONNÉES D'EXPLOITATION (sans vérification)	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les	
	2006	2005	30 juin	
			2006	2005
<b>PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN</b>				
(en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	31	40	32	40
Cold Lake	157	137	154	144
Syncrude	60	58	56	49
Total de la production de pétrole brut	248	235	242	233
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	25	32	27	31
Total de la production de pétrole brut et de LGN	273	267	269	264
<b>PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN</b>				
(en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	23	31	23	31
Cold Lake	119	121	129	130
Syncrude	54	58	53	48
Total de la production de pétrole brut	196	210	205	209
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	20	25	22	25
Total de la production de pétrole brut et de LGN	216	235	227	234
<b>VENTES DU MÉLANGE DE COLD LAKE (en milliers de barils par jour)</b>				
	207	181	203	193
<b>VENTES DE LGN (en milliers de barils par jour)</b>				
	25	30	33	38
<b>GAZ NATUREL (en millions de pieds cubes par jour)</b>				
Production brute	557	576	568	580
Production nette	493	514	506	518
Ventes	509	543	521	532
<b>PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens)</b>				
Pétrole brut classique (par baril)	75,70	61,46	69,54	59,88
LGN (par baril)	37,90	33,57	40,79	34,60
Gaz naturel (pour un millier de pieds cubes)	6,52	7,71	7,99	7,37
Pétrole brut de référence d'Edmonton (par baril)	80,48	66,56	74,71	64,68
Pétrole brut lourd à Hardisty (Bow River, par baril)	61,68	42,23	50,97	40,86
<b>VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour)</b>				
Essence	32,4	33,5	31,6	32,8
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	23,9	24,7	26,5	27,5
Mazout lourd	4,6	6,2	5,0	5,8
Huiles lubrifiantes et autres produits	7,9	8,5	7,2	6,9
Ventes nettes inscrites de produits pétroliers	68,8	72,9	70,3	73,0
<b>DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en millions de litres par jour)</b>				
	58,2	74,2	67,6	75,4
<b>UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (%)</b>				
	73	93	85	94
<b>VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES</b>				
(en milliers de tonnes par jour)	3,0	3,0	3,0	3,1

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT (sans vérification)				
	Deuxièmes trimestres		Semestres terminés les	
	2006	2005	30 juin 2006	2005
<b>RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a)</b>				
(sur quatre trimestres) (en pourcentage)			<b>38,1</b>	25,9
<b>RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES</b>				
(sur quatre trimestres) (en pourcentage)			<b>46,7</b>	31,9
<b>COUVERTURE DE L'INTÉRÊT PAR LE BÉNÉFICE</b>				
(sur quatre trimestres) (nombre de fois couvert)			<b>85,7</b>	74,4
<b>ACTIONNARIAT</b>				
Actions en circulation (en milliers)				
Moyenne pondérée mensuellement	<b>979 623</b>	1 031 262	<b>986 255</b>	1 038 068
Au 30 juin			<b>974 076</b>	1 022 491
Nombre d'actionnaires				
Au 30 juin			<b>13 822</b>	14 568
<b>COURS DE L'ACTION b)</b>				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	<b>43,33</b>	34,99	<b>43,33</b>	34,99
Bas	<b>36,18</b>	27,37	<b>35,36</b>	22,50
À la clôture le 30 juin			<b>40,78</b>	34,01
American Stock Exchange (en dollars américains)				
Haut	<b>39,64</b>	28,38	<b>39,64</b>	28,38
Bas	<b>32,50</b>	21,57	<b>30,54</b>	18,27
À la clôture le 30 juin			<b>36,50</b>	27,75

- a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net, compte non tenu du coût de financement après impôts, divisé par le capital moyen utilisé sur quatre trimestres.
- b) Ajusté pour tenir compte de la division par trois des actions.

**Renseignements sur les dividendes et l'achat d'actions**

	2006		2007	
	3 <sup>e</sup> trimestre	4 <sup>e</sup> trimestre	1 <sup>e</sup> trimestre	2 <sup>e</sup> trimestre
<b>Date de déclaration de dividende</b>	29 août	20 novembre	14 février	23 mai
<b>Date de clôture des registres</b>	8 septembre	5 décembre	2 mars	6 juin
<b>Date de paiement des dividendes</b>	1 <sup>er</sup> octobre	1 <sup>er</sup> janvier 2007	1 <sup>er</sup> avril	1 <sup>er</sup> juillet
<b>Date limite d'achat d'actions</b> (date limite de datation et de réception du chèque destiné à l'achat d'actions)	15 septembre	13 décembre	16 mars	15 juin
<b>Date d'investissement</b> (date à laquelle la compagnie place les fonds du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions)	2 octobre	2 janvier 2007	2 avril	3 juillet

Le conseil d'administration peut modifier la date de déclaration de dividende et son montant.

La compagnie se réserve le droit de modifier, de suspendre ou d'abroger le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions. Les chèques doivent être faits à l'ordre de la Compagnie Trust CIBC Mellon.

Les chèques de dividende sont habituellement postés de trois à cinq jours avant la date de paiement.

Les relevés trimestriels du solde des participants au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions sont habituellement postés deux semaines après la date d'investissement.

**Renseignements complémentaires**

Pour se renseigner sur le versement des dividendes, le réinvestissement des dividendes, la perte d'un chèque de dividende, le règlement d'une succession, le transfert ou le remplacement d'un certificat d'actions, prière de communiquer avec l'agent des transferts au 1 800 387-0825. Les employés ayant des actions dans le régime d'épargne de l'Impériale sont invités à composer le 1 800 668-2648.

**Renseignements se trouvant sur le site Web**

Le site Web de l'Impériale ([www.limperiale.ca](http://www.limperiale.ca)) présente une grande diversité d'informations sur la compagnie et constitue une mine de renseignements pour l'investisseur :

**Publications**

Récents rapports annuels et intermédiaires, communiqués de presse, dernière circulaire de sollicitation de procurations, formulaires *10K* et *10Q* et cahier d'information à l'intention des investisseurs.

**Dates à retenir**

Dates de déclaration et de paiement des dividendes, de publication des résultats, de l'assemblée annuelle.

**Autres renseignements utiles**

Renseignements pour le transfert et le remplacement de certificats d'actions, cours historiques des actions, sensibilité des résultats, prix affichés du pétrole brut, régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions.



Compagnie Pétrolière  
Impériale Ltée  
P.O. Box 2480, Station 'M'  
Calgary, Alberta  
Canada, T2P 3M9

