



# Rapport trimestriel 3

NEUF MOIS TERMINÉS LE 30 SEPTEMBRE 2007

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

**Calgary, le 30 octobre 2007** – L'Impériale a déclaré aujourd'hui un bénéfice net pour le troisième trimestre de 816 M\$ (0,88 \$ l'action) contre 822 M\$ (0,84 l'action) pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2007 s'élève à 2 302 M\$ (2,45 \$ l'action) contre 2 250 M\$ (2,28 \$ l'action) pour les neuf premiers mois de 2006.

Les résultats du troisième trimestre, très comparables à ceux de la période correspondante de 2006, ont bénéficié de la hausse du prix touché pour le pétrole brut, de l'accroissement de la production de Syncrude et de l'évolution favorable des activités de raffinage et des stocks. L'augmentation des gains à la cession d'actifs a aussi contribué aux résultats. Ces facteurs ont été contrebalancés par le recul de la production de gaz naturel, de pétrole brut classique et de liquides du gaz naturel, par la baisse du prix obtenu pour le pétrole lourd de Cold Lake et par la contraction des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur. L'appréciation du dollar canadien a aussi pesé sur les résultats.

Les produits d'exploitation ont atteint 6 306 M\$ au troisième trimestre, contre 6 612 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont chiffrés à 245 M\$ au troisième trimestre, contre 263 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. Pour les neuf premiers mois de 2007, les produits d'exploitation se sont élevés à 661 M\$ contre 868 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Au cours du troisième trimestre de 2007, la compagnie a racheté environ 12,8 millions d'actions au coût de 600 M\$. Au 30 septembre, le solde de trésorerie et des titres négociables de la compagnie s'établissait à 2 223 M\$ contre 2 158 M\$ à la fin de 2006.

« Nous avons connu un solide troisième trimestre avec un niveau de production record à Syncrude et Cold Lake. Une importante technique de récupération des hydrocarbures à Cold Lake a aussi été mise en oeuvre. Nous cherchons particulièrement à atténuer les coûts découlant de l'effet cumulatif de la hausse du coût des matières à l'échelle mondiale, de la poussée du dollar canadien et de diverses nouvelles politiques et réglementations visant l'industrie du pétrole et du gaz. Le régime de redevances annoncé par l'Alberta récemment s'ajoutera à ces frais et aux pressions exercées sur les investissements », a déclaré le président du Conseil de l'Impériale, président et chef de la direction, M. Tim Hearn.

L'Impériale est l'une des plus importantes entreprises du Canada et l'un des chefs de file de l'industrie pétrolière du pays. C'est l'un des principaux producteurs de pétrole brut et de gaz naturel. C'est aussi le principal raffineur de pétrole du pays et le détenteur d'une importante part du marché des produits pétroliers, vendus par un réseau d'approvisionnement pancanadien qui comprend près de 2 000 stations-service.

## Faits saillants

### **Production record à Cold Lake**

La production de Cold Lake, exploitation de sables pétrolifères in situ en propriété exclusive de la compagnie, a atteint le chiffre record de 160 000 barils par jour en moyenne, au cours du trimestre. La production a augmenté en raison de sa nature cyclique et des volumes accrus provenant des forages d'extension en cours.

### **Première application commerciale de la technique LASER à Cold Lake**

L'application commerciale de la technique de récupération assistée par injection de vapeur additionnée de liquide (LASER) (abréviation anglaise de Liquid Addition to Steam for Enhanced Recovery), a débuté à Cold Lake après plusieurs années d'essais sur le terrain. Cette technique brevetée par l'Impériale accroît la quantité des ressources récupérables vers la fin du cycle de production sur place. L'application de cette technique se fera selon un rigoureux développement par étapes, de façon à ce que la compagnie profite de l'expérience acquise en cours de route et intègre en continu les meilleures technologies.

### **Production record à Syncrude**

La quote-part de l'Impériale dans la production de Syncrude a atteint un sommet de 94 000 barils par jour en moyenne pour le mois d'août et de 87 000 barils par jour pour le troisième trimestre. La production a augmenté du fait de la fiabilité accrue des installations, ce qui a permis d'utiliser davantage la capacité des installations agrandies. L'Impériale possède une participation de 25 % dans la coentreprise d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude.

### **L'usine chimique de l'Impériale à Sarnia reconnue pour sa Gestion responsable®**

Une récente évaluation par une équipe de représentants de l'industrie et de la collectivité a montré que l'Impériale respecte les principes directeurs de la Gestion responsable® et va même au-delà. Lancée par l'Association des fabricants de produits chimiques du Canada (AFPC), la Gestion responsable exige des membres adhérents d'observer son éthique et des codes de pratique rigoureux qui régissent la gestion sécuritaire et écologique des produits chimiques tout au long de leur cycle de vie. Inaugurée au Canada en 1985 et développée avec le solide apport de l'Impériale, la Gestion responsable® s'étend désormais à plus de cinquante pays.

*La Gestion responsable® est une marque déposée de l'Association des fabricants de produits chimiques du Canada.*

### **L'Impériale investit 1 M\$ dans la main-d'œuvre future**

S'inscrivant dans la longue tradition de la compagnie d'appuyer des initiatives éducatives et communautaires, ce don vise à mettre une technologie de pointe à la disposition d'étudiants en instrumentation du Northern Alberta Institute of Technology en finançant le laboratoire de contrôle des procédés de l'Impériale. Ce laboratoire abrite du matériel de pointe conçu pour l'industrie du pétrole et du gaz, comprenant une tour de distillation qui simule les procédés d'une raffinerie pétrochimique. Ce don vise aussi à promouvoir la formation d'étudiants autochtones, l'une des sources de main-d'œuvre qualifiée les moins utilisées du Canada.

## Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

### Faits saillants de nature financière (sans vérification)

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	607	617	1 630	1 768
Produits pétroliers	191	149	703	410
Produits chimiques	24	38	74	108
Comptes non sectoriels	(6)	18	(105)	(36)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	816	822	2 302	2 250
Flux de trésorerie d'exploitation	1 014	1 640	2 414	2 528
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	245	263	661	868
Données par action (en dollars)				
Bénéfice net de base	0,88	0,84	2,46	2,29
Bénéfice net dilué	0,88	0,84	2,45	2,28
Dividendes	0,09	0,08	0,26	0,24
Cours de l'action – à la clôture le 30 septembre				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			49,29	37,47
American Stock Exchange (en dollars américains)			49,56	33,55

### RAPPORT DE GESTION

#### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net de la compagnie pour le troisième trimestre de 2007 s'est élevé à 816 M\$ (0,88 \$ l'action) sur une base diluée, comparativement à 822 M\$ (0,84 \$ l'action) pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2007 s'est dégagé à 2 302 M\$ (2,45 \$ l'action) sur une base diluée, contre 2 250 M\$ (2,28 \$ l'action) pour les neuf premiers mois de 2006.

Les résultats du troisième trimestre ont peu bougé par rapport à ceux de la période correspondante de 2006. Ils ont bénéficié d'une hausse du prix obtenu pour le pétrole brut, qui a rapporté 60 M\$, d'un accroissement de la production de Syncrude, qui a ajouté 50 M\$ environ. Les résultats ont aussi progressé de 60 M\$ environ grâce à l'évolution favorables de l'exploitation des raffineries et des stocks, le tout ayant été en partie annulé par une contraction des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur. L'augmentation des gains à la cession d'actifs, d'environ 50 M\$, a aussi contribué aux résultats. Ces facteurs positifs ont été annulés par le recul de la production de gaz naturel, de pétrole brut classique et de liquides du gaz naturel (LGN), qui a retranché environ 80 M\$ aux résultats, et par la baisse du prix touché pour le pétrole lourd de Cold Lake, qui a retranché environ 45 M\$. Les résultats ont en outre diminué d'environ 80 M\$ par suite de l'appréciation du dollar canadien.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

Pour les neuf premiers mois, les résultats ont augmenté en raison surtout de retombées favorables d'environ 160 M\$ consécutives à l'amélioration de l'exploitation des raffineries, de l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, qui a rapporté 130 M\$, et de l'accroissement de la production de Syncrude, qui a ajouté 125 M\$ aux résultats. Les gains à la cession d'actifs ont également été plus élevés en 2007 de 100 M\$ environ. La progression des résultats a été ralentie par le recul de la production d'hydrocarbures classiques, qui a retranché environ 180 M\$, par la hausse des frais d'exploitation et des frais liés à la rémunération à base d'actions, qui a opéré une ponction d'environ 110 M\$, et par l'augmentation d'environ 80 M\$ de la charge d'impôts. La montée du dollar canadien a en outre retranché 80 M\$ environ des résultats.

**Ressources naturelles**

Le bénéfice net tiré des ressources naturelles au troisième trimestre s'est établi à 607 M\$ en regard de 617 M\$ pour la période correspondante de 2006. La production d'hydrocarbures et les prix obtenus pour ceux-ci ont eu une incidence mixte sur les résultats. L'augmentation de la production de Syncrude, qui a rapporté environ 50 M\$, n'a pas suffi à compenser la diminution de la production de gaz naturel, de pétrole brut classique et de LGN, qui a retranché environ 80 M\$. La hausse du prix obtenu pour le pétrole brut, qui a ajouté environ 60 M\$, a été en partie annulée par la baisse du prix obtenu pour le pétrole lourd de Cold Lake, qui a retranché environ 45 M\$. Les résultats ont reculé d'environ 60 M\$ par suite de la montée du dollar canadien et d'environ 40 M\$ du fait de la hausse des frais de production, d'exploration et d'exploitation. Ces facteurs négatifs ont été à peu près annulés par les gains réalisés à la cession d'actifs, qui ont rapporté environ 50 M\$, et par la diminution d'environ 35 M\$ de la charge d'impôts.

Le bénéfice net des neuf premiers mois s'est établi à 1 630 M\$ contre 1 768 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les résultats ont reculé surtout du fait de la diminution de la production de gaz naturel, de pétrole brut classique et de LGN, qui a retranché environ 180 M\$. Les résultats ont aussi fléchi par suite de la hausse de 80 M\$ de la charge d'impôts, de l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 60 M\$, et d'une augmentation des frais d'exploration d'environ 40 M\$. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la production accrue de Syncrude, qui a ajouté 125 M\$ aux résultats. La hausse du prix du pétrole brut, qui a rapporté environ 35 M\$, n'a pas suffi à compenser la baisse du prix du gaz naturel et du pétrole lourd de Cold Lake, qui a retranché 50 M\$. Les gains à la cession d'actifs ont été supérieurs d'environ 100 M\$ en 2007.

En dollars américains, le prix du brut Brent a monté en moyenne de 8 % au troisième trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et a été à peu près du même niveau pour les neuf premiers mois du présent exercice que pour la période correspondante de l'exercice précédent. Toutefois, en raison surtout de la montée du dollar canadien, le prix que la compagnie a obtenu pour le pétrole brut classique n'a progressé que d'environ 2 % au troisième trimestre et a régressé d'environ 4 % pour les neuf premiers mois par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Le prix moyen touché pour le pétrole lourd de Cold Lake au troisième trimestre a fléchi d'environ 15 % par rapport au troisième trimestre de 2006, l'écart entre les prix du brut léger et du brut lourd de Cold Lake s'étant creusé. Pour les neuf premiers mois de 2007, le prix moyen touché pour le pétrole lourd de Cold Lake a légèrement fléchi par rapport à la même période de 2006. Le prix touché pour le gaz naturel s'est établi en moyenne à 5,73 \$ le millier de pieds cubes au troisième trimestre, contre 6,29 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois, le prix touché pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 7,11 \$ le millier de pieds cubes en 2007, contre 7,42 \$ pour la période correspondante de 2006.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

La production brute de pétrole brut et de LGN au troisième trimestre a atteint 291 000 barils par jour, contre 281 000 au troisième trimestre de 2006. Pour les neuf premiers mois du présent exercice, elle s'est établie en moyenne à 274 000 barils par jour contre 273 000 pour la période correspondante de 2006.

La production brute de pétrole lourd de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 160 000 barils par jour au cours du troisième trimestre, contre 158 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois du présent exercice, elle s'est établie à 152 000 barils par jour contre 155 000 pour la période correspondante de 2006. La diminution de la production enregistrée au cours des neuf premiers mois est attribuable à des travaux d'entretien et à la nature cyclique de la production de Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est chiffrée à 87 000 barils par jour au troisième trimestre, contre 71 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois, cette quote-part s'est établie en moyenne à 76 000 barils par jour en 2007 contre 61 000 pour la période correspondante de 2006. La production tirée de la nouvelle unité de cokéfaction a été en partie annulée par une baisse de la production qui a fait suite à des travaux d'entretien systématiques.

Au troisième trimestre, la production brute de pétrole classique s'est élevée en moyenne à 28 000 barils par jour contre 31 000 pour la période correspondante de 2006. Pour les neuf premiers mois, elle s'est établie en moyenne à 29 000 barils par jour contre 32 000 pour la période correspondante de 2006. Les principaux facteurs à l'origine de cette baisse ont été la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin de l'Ouest canadien et l'incidence de la cession de biens producteurs.

La production brute de LGN mise en vente s'est établie à 16 000 barils par jour au troisième trimestre, contre 21 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours des neuf premiers mois de 2007, elle s'est établie à 17 000 barils par jour contre 25 000 pour la période correspondante de 2006, le recul s'expliquant avant tout par la diminution de la teneur en LGN du gaz produit à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel au cours du troisième trimestre de 2007 s'est chiffrée à 430 millions de pieds cubes par jour, contre 560 millions pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, elle s'est établie à 482 millions de pieds cubes contre 566 millions pour les neuf premiers mois de 2006. La baisse de la production s'explique surtout par la diminution de la production provenant du chapeau de gaz de Wizard Lake et par la baisse naturelle du rendement d'autres biens producteurs dans le Bassin de l'Ouest canadien.

Au cours du trimestre, la compagnie a enregistré un gain de 51 M\$ à la vente de sa participation dans le bien producteur Willesden Green, en Alberta, pour un produit brut d'environ 78 M\$. La quote-part de la compagnie dans la production de la propriété Willesden Green s'est élevée en moyenne à 1 000 barils d'équivalent pétrole par jour en 2006.

Le 25 octobre, le gouvernement albertain a proposé de majorer les taux de redevance sur la production de pétrole et de gaz en 2009. La compagnie estime que ce projet pourrait avoir un effet défavorable important sur ses investissements en Alberta et ses résultats financiers futurs. L'ampleur de l'impact dépendra de la forme définitive de la loi qui sera promulguée et des cours futurs du pétrole et du gaz et elle ne peut être prédite de façon raisonnable en ce moment.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

**Produits pétroliers**

Le bénéfice net tiré des produits pétroliers s'est chiffré à 191 M\$ pour le troisième trimestre de 2007, en hausse de 42 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice a augmenté d'environ 60 M\$, par suite principalement de l'amélioration de l'exploitation des raffineries et de l'évolution favorable des stocks, le tout en partie annulé par la contraction des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur. L'appréciation du dollar canadien a en outre retranché 20 M\$ environ du bénéfice.

Le bénéfice net des neuf premiers mois s'est établi à 703 M\$, en hausse de 293 M\$ par rapport à la période correspondante de 2006. L'augmentation du bénéfice est avant tout attribuable à l'amélioration de l'exploitation des raffineries, notamment à la diminution des travaux d'entretien dans ces usines et des activités liées à des projets, ce qui a ajouté 160 M\$ aux résultats, et à l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, qui a ajouté environ 130 M\$.

**Produits chimiques**

Le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est élevé à 24 M\$ pour le troisième trimestre, contre 38 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le recul du bénéfice est avant tout imputable à la contraction des marges sur les produits à base de polyéthylène dans l'ensemble du secteur. Le bénéfice net des neuf premiers mois s'est dégagé à 74 M\$ contre 108 M\$ pour la période correspondante de 2006. La baisse enregistrée découle avant tout de la contraction de la marge sur les produits à base de polyéthylène dans l'ensemble du secteur, en partie annulée par l'élargissement de la marge sur les produits chimiques intermédiaires et l'augmentation de leurs ventes. L'appréciation du dollar canadien a aussi pesé sur les résultats du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2007.

**Comptes non sectoriels**

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 6 M\$ pour le troisième trimestre, contre un solde négatif de 18 M\$ pour la période correspondante de 2006. Pour les neuf premiers mois, les comptes non sectoriels ont enregistré un solde négatif de 105 M\$ contre 36 M\$ l'exercice précédent. L'évolution défavorable des résultats est avant tout attribuable à l'augmentation des charges liées à la rémunération à base d'actions.

**SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT**

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont élevés à 1 014 M\$ au troisième trimestre de 2007, contre 1 640 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse des flux de trésorerie s'explique avant tout par l'augmentation des besoins en fonds de roulement. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont atteint 2 414 M\$, en baisse de 114 M\$ par rapport aux neuf premiers mois de 2006. Cette diminution est avant tout imputable à l'augmentation des besoins en fonds de roulement, contrebalancée en partie par la diminution des fonds affectés au régime de retraite des employés.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont chiffrés à 245 M\$ au troisième trimestre, contre 263 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006, et à 661 M\$ pour les neuf premiers mois de 2007, contre 868 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse des dépenses fait suite principalement à l'achèvement de la troisième phase d'agrandissement de l'unité de valorisation de Syncrude et à la fin du projet de fabrication de carburant diesel à très faible teneur en soufre. En 2007, dans le secteur des ressources naturelles,

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration ont servi à poursuivre les forages d'expansion et les programmes lancés à Cold Lake pour maintenir et accroître la capacité de production, à faire des forages dans les gisements classiques de l'Ouest canadien et à faire progresser les projets d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl et d'exploitation du gaz du Mackenzie. Dans le secteur des produits pétroliers, les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement à des projets visant à accroître l'efficacité opérationnelle et à moderniser le réseau des points de vente Esso.

Au cours du troisième trimestre de 2007, la compagnie a retiré à son échéance un emprunt à taux variable de 250 M\$ contracté auprès d'une société liée à Exxon Mobil Corporation, pour le remplacer par un emprunt à long terme de 250 M\$ à taux variable auprès d'une société liée à Exxon Mobil Corporation également, à un taux d'intérêt équivalent aux taux pratiqués sur le marché canadien.

Au troisième trimestre de 2007, la compagnie a racheté environ 12,8 millions d'actions au coût de 600 M\$. En vertu de l'actuel programme de rachat d'actions, lancé le 25 juin 2007, la compagnie a racheté 14 millions d'actions, et peut en racheter encore 32,5 millions d'ici au 24 juin 2008, date à laquelle le programme vient à échéance.

Les dividendes en espèces versés au terme des neuf premiers mois de 2007 se sont élevés à 236 M\$, alors qu'ils avaient été de 238 M\$ pour la période correspondante de 2006. Le rachat d'actions a réduit le nombre d'actions en circulation et donc les paiements de dividendes. Le dividende par action versé au cours des trois premiers trimestres s'est établi à 0,26 \$ contre 0,24\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les facteurs précités ont entraîné une augmentation du solde de trésorerie et des titres négociables de la compagnie, qui s'établissaient à 2 223 M\$ au 30 septembre 2007, comparativement à 2 158 M\$ à la fin de 2006.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite et fin)**

---

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

L'information sur les risques de marché pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 ne diffère pas sensiblement de celle qui figure à la page 31 du rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et du rapport intermédiaire publié pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, hormis pour ce qui suit :

Sensibilité des résultats a) en millions de dollars après impôts		
Diminution (augmentation) de 0,10 \$ de la valeur du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain	+ (-)	400
Variation de 8,00 \$ US du prix du baril de pétrole brut	+ (-)	320

La sensibilité du bénéfice net aux variations du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain s'est réduite depuis le premier trimestre 2007 d'environ 13 M\$ (après impôts) pour chaque variation de 0,01 \$. Cette sensibilité réduite est avant tout attribuable à l'incidence des marges de raffinage, qui ont diminué dans l'ensemble du secteur.

La sensibilité aux variations du prix du pétrole brut a diminué depuis la fin de 2006 d'environ 5 M\$ (après impôts) pour chaque variation de un dollar américain. L'appréciation du dollar canadien a diminué l'incidence du prix de pétrole brut libellé en dollars américains sur les produits d'exploitation et les bénéfices 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 en question à la fin du premier trimestre de 2007. Chaque calcul de la sensibilité indique l'incidence sur le bénéfice net de la variation de ce facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Bien que cette sensibilité s'applique aux conditions actuelles, elle pourrait 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	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>				
Produits d'exploitation a) b)	6 306	6 612	18 372	19 002
Revenus de placement et d'autres sources 4)	124	39	331	155
<b>TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>	<b>6 430</b>	<b>6 651</b>	<b>18 703</b>	<b>19 157</b>
<b>CHARGES</b>				
Exploration	19	5	90	18
Achats de pétrole brut et de produits c)	3 519	3 832	10 142	10 834
Production et fabrication 5) d)	846	772	2 580	2 619
Frais de vente et frais généraux 5)	298	276	969	891
Taxe d'accise fédérale (a)	343	336	972	954
Amortissement et épuisement	205	197	592	627
Frais de financement 6) e)	10	3	33	10
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>5 240</b>	<b>5 421</b>	<b>15 378</b>	<b>15 953</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>1 190</b>	<b>1 230</b>	<b>3 325</b>	<b>3 204</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>374</b>	<b>408</b>	<b>1 023</b>	<b>954</b>
<b>BÉNÉFICE NET 3)</b>	<b>816</b>	<b>822</b>	<b>2 302</b>	<b>2 250</b>
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DE BASE (en dollars) 9)	0,88	0,84	2,46	2,29
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DILUÉ (en dollars) 9)	0,88	0,84	2,45	2,28
DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 9)	0,09	0,08	0,26	0,24
a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	343	336	972	954
b) Sommes remboursables par les apparentés comprises dans les produits d'exploitation	431	528	1 277	1 649
c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et de produits	893	1 088	2 440	3 071
d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les frais de production et de fabrication	62	35	143	104
e) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les frais de financement	9	9	26	24

Les notes afférentes aux états financiers font partie intégrante de ces états.

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE**

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

rentrées (sorties) en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Bénéfice net	816	822	2 302	2 250
Ajustement au titre des éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	205	197	592	627
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 4)	(51)	(7)	(152)	(61)
Charge d'impôts futurs et autres	(12)	60	39	17
Variation de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	(23)	272	(255)	292
Stocks et frais payés d'avance	(51)	(54)	(249)	(263)
Impôts sur les bénéfices à payer	183	284	(225)	(11)
Comptes créditeurs	(80)	30	400	(97)
Autres éléments- montant net a)	27	36	(38)	(226)
<b>FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>	<b>1 014</b>	<b>1 640</b>	<b>2 414</b>	<b>2 528</b>
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(226)	(258)	(598)	(850)
Produit de la vente d'actifs	82	20	268	154
Prêts à une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	1	2	-	-
<b>FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>(143)</b>	<b>(236)</b>	<b>(330)</b>	<b>(696)</b>
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Dette à court terme - net	(1)	-	404	72
Remboursement de la dette à long terme	(251)	-	(906)	(72)
Émission d'emprunts à long terme	250	-	500	-
Emission d'actions ordinaires en vertu du régime d'options sur actions	1	3	10	7
Actions ordinaires rachetées 9)	(600)	(468)	(1 791)	(1 405)
Dividendes versés	(84)	(79)	(236)	(238)
<b>FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>	<b>(685)</b>	<b>(544)</b>	<b>(2 019)</b>	<b>(1 636)</b>
<b>AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE</b>	<b>186</b>	<b>860</b>	<b>65</b>	<b>196</b>
<b>ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE</b>	<b>2 037</b>	<b>997</b>	<b>2 158</b>	<b>1 661</b>
<b>ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE</b>	<b>2 223</b>	<b>1 857</b>	<b>2 223</b>	<b>1 857</b>
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(5)	(13)	(158)	(369)

Les notes afférentes aux états financiers font partie intégrante de ces états.

**BILAN CONSOLIDÉ**

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

	Au 30 sept. <b>2007</b>	Au 31 déc. 2006
en millions de dollars canadiens		
<b>ACTIF</b>		
Actif à court terme		
Encaisse	2 223	2 158
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 126	1 871
Stocks de pétrole brut et de produits	790	556
Matières, fournitures et frais payés d'avance	166	151
Actif d'impôts futurs	635	573
Total de l'actif à court terme	<u>5 940</u>	5 309
Placements, participations et autres actifs à long terme	657	104
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	22 694	22 478
Immobilisations corporelles (montant net)	<u>12 305</u>	12 021
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	63	67
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<u>17 253</u>	16 141
<b>PASSIF</b>		
Passif à court terme		
Dette à court terme	575	171
Comptes créditeurs et charges à payer 8) a)	3 485	3 080
Impôts sur les bénéfices à payer	1 351	1 190
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an 7) b)	322	907
Total du passif à court terme	<u>5 733</u>	5 348
Dette à long terme 7) c)	538	359
Autres obligations à long terme 8)	1 775	1 683
Charge d'impôts futurs	1 483	1 345
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<u>9 529</u>	8 735
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 9) d)	1 617	1 677
Bénéfices non répartis 10)	6 815	6 462
Cumul des autres éléments du résultat étendu 11)	(708)	(733)
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES</b>	<u>7 724</u>	7 406
<b>TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES</b>	<u>17 253</u>	16 141

a) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 221 M\$ (151 M\$ en 2006).

b) La tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an comprend des sommes remboursables à des apparentés de 318 M\$ (500 M\$ en 2006).

c) La dette à long terme comprend des sommes remboursables à des apparentés de 500 M\$ (318 M\$ en 2006).

d) Le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 914 millions (953 millions en 2006).

Les notes afférentes aux états financiers font partie intégrante de ces états.

Approuvé par le Conseil le 30 octobre 2007



Président du Conseil, président et  
chef de la direction



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 doivent 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 septembre 2007 et au 31 décembre 2006, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des neuf mois terminés les 30 septembre 2007 et 2006. 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. La présentation de l'exercice précédent a fait l'objet de certains reclassements afin d'être conforme à celle de 2007.

Les résultats des neuf mois terminés le 30 septembre 2007 ne sont pas nécessairement une indication des activités d'exploitation prévues pour l'ensemble de l'exercice.

Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

## **2. Modification comptable au titre des incertitudes liées aux impôts sur les bénéfices**

Le 1er janvier 2007, la compagnie a adopté l'Interpretation No. 48 (le « FIN 48 ») intitulée Accounting for Uncertainty in Income Taxes publiée par le Financial Accounting Standards Board (FASB). Il s'agit d'une interprétation du Statement 109 du FASB intitulé Accounting for Income Taxes qui 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. À l'adoption du FIN 48, la compagnie a constaté un gain transitoire d'environ 14 M\$ dans les capitaux propres. Ce gain reflète la comptabilisation de plusieurs demandes de remboursement et des intérêts afférents, le gain étant en partie annulé par une augmentation des réserves aux fins de l'impôt.

Le montant des économies d'impôts non constatées au 1er janvier 2007 s'élevait à 142 M\$. Le taux d'imposition effectif de la compagnie diminuera si l'une de ces économies d'impôts est constatée ultérieurement. Les économies d'impôts non constatées dont il est question ne figureront pas dans le tableau des obligations contractuelles du formulaire annuel 10-K de la compagnie, car celle-ci ne s'attend pas à ce que le règlement final ait une incidence sur sa trésorerie, les fonds généraux déposés auprès de l'Agence du revenu du Canada (ARC) étant suffisants.

Les déclarations de 2003 à 2006 de la compagnie sont examinées par le fisc. L'ARC a proposé certains ajustements aux déclarations de la compagnie pour plusieurs exercices de la période 1987 à 2002. La direction évalue actuellement les ajustements proposés. Elle estime que plusieurs questions en suspens antérieures à 2002 devraient se régler en 2007. L'incidence des économies d'impôts non constatées et leur effet sur les résultats correspondants, le cas échéant, à la suite de ces questions ne devaient pas être importants.

La compagnie classe les intérêts sur les soldes liés aux impôts comme des intérêts débiteurs ou créditeurs et les pénalités fiscales comme des charges d'exploitation.

**3. Résultats par secteur**

Troisième trimestre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	1 028	1 178	4 934	5 086	344	348
Ventes intersectorielles	1 227	1 090	552	570	74	87
Revenus de placement et d'autres sources	85	-	14	21	-	-
	<b>2 340</b>	<b>2 268</b>	<b>5 500</b>	<b>5 677</b>	<b>418</b>	<b>435</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	19	5	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	817	736	4 243	4 535	312	307
Production et fabrication	479	453	321	271	46	49
Frais de vente et frais généraux	2	3	251	266	19	19
Taxe d'accise fédérale	-	-	343	336	-	-
Amortissement et épuisement	141	131	59	61	4	3
Frais de financement	-	-	-	(2)	-	-
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>1 458</b>	<b>1 328</b>	<b>5 217</b>	<b>5 467</b>	<b>381</b>	<b>378</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS</b>						
<b>SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>882</b>	<b>940</b>	<b>283</b>	<b>210</b>	<b>37</b>	<b>57</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>275</b>	<b>323</b>	<b>92</b>	<b>61</b>	<b>13</b>	<b>19</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>607</b>	<b>617</b>	<b>191</b>	<b>149</b>	<b>24</b>	<b>38</b>
<b>Ventes à l'exportation aux États-Unis</b>	<b>490</b>	<b>585</b>	<b>268</b>	<b>233</b>	<b>212</b>	<b>193</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>760</b>	<b>1 236</b>	<b>184</b>	<b>378</b>	<b>60</b>	<b>33</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)</b>	<b>184</b>	<b>183</b>	<b>50</b>	<b>63</b>	<b>2</b>	<b>5</b>

Troisième trimestre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	-	-	-	-	6 306	6 612
Ventes intersectorielles	-	-	(1 853)	(1 747)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	25	18	-	-	124	39
	<b>25</b>	<b>18</b>	<b>(1 853)</b>	<b>(1 747)</b>	<b>6 430</b>	<b>6 651</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	-	-	-	-	19	5
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 853)	(1 746)	3 519	3 832
Production et fabrication	-	-	-	(1)	846	772
Frais de vente et frais généraux	26	(12)	-	-	298	276
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	343	336
Amortissement et épuisement	1	2	-	-	205	197
Frais de financement	10	5	-	-	10	3
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>37</b>	<b>(5)</b>	<b>(1 853)</b>	<b>(1 747)</b>	<b>5 240</b>	<b>5 421</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS</b>						
<b>SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(12)</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 190</b>	<b>1 230</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(6)</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>374</b>	<b>408</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>(6)</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>816</b>	<b>822</b>
<b>Ventes à l'exportation aux États-Unis</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>970</b>	<b>1 011</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>10</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 014</b>	<b>1 640</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>245</b>	<b>263</b>

a) Comprend les ventes de pétrole brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.

b) Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.

Neuf mois terminés le 30 septembre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	3 377	3 584	14 016	14 367	979	1 051
Ventes intersectorielles	2 977	2 942	1 609	1 776	247	255
Revenus de placement et d'autres sources	225	65	38	44	-	-
	<b>6 579</b>	<b>6 591</b>	<b>15 663</b>	<b>16 187</b>	<b>1 226</b>	<b>1 306</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	90	18	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	2 241	2 201	11 821	12 678	913	926
Production et fabrication	1 515	1 498	925	976	140	147
Frais de vente et frais généraux	6	10	728	751	54	58
Taxe d'accise fédérale	-	-	972	954	-	-
Amortissement et épuiement	399	443	180	172	9	9
Frais de financement	3	-	1	(2)	-	-
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>4 254</b>	<b>4 170</b>	<b>14 627</b>	<b>15 529</b>	<b>1 116</b>	<b>1 140</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>2 325</b>	<b>2 421</b>	<b>1 036</b>	<b>658</b>	<b>110</b>	<b>166</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>695</b>	<b>653</b>	<b>333</b>	<b>248</b>	<b>36</b>	<b>58</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>1 630</b>	<b>1 768</b>	<b>703</b>	<b>410</b>	<b>74</b>	<b>108</b>
Ventes à l'exportation aux États-Unis	1 512	1 540	770	725	576	608
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 702</b>	<b>2 052</b>	<b>656</b>	<b>447</b>	<b>1</b>	<b>100</b>
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)	495	544	133	278	8	9
<b>Total de l'actif au 30 septembre</b>	<b>7 923</b>	<b>7 325</b>	<b>6 889</b>	<b>6 429</b>	<b>499</b>	<b>489</b>
<b>Capital utilisé au 30 septembre</b>	<b>4 143</b>	<b>4 135</b>	<b>3 476</b>	<b>3 214</b>	<b>323</b>	<b>286</b>

Neuf mois terminés le 30 septembre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>PRODUITS ET AUTRES REVENUS</b>						
Ventes externes a)	-	-	-	-	18 372	19 002
Ventes intersectorielles	-	-	(4 833)	(4 973)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	68	46	-	-	331	155
	<b>68</b>	<b>46</b>	<b>(4 833)</b>	<b>(4 973)</b>	<b>18 703</b>	<b>19 157</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	-	-	-	-	90	18
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(4 833)	(4 971)	10 142	10 834
Production et fabrication	-	-	-	(2)	2 580	2 619
Frais de vente et frais généraux	181	72	-	-	969	891
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	972	954
Amortissement et épuiement	4	3	-	-	592	627
Frais de financement	29	12	-	-	33	10
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>214</b>	<b>87</b>	<b>(4 833)</b>	<b>(4 973)</b>	<b>15 378</b>	<b>15 953</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(146)</b>	<b>(41)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 325</b>	<b>3 204</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(41)</b>	<b>(5)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 023</b>	<b>954</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>(105)</b>	<b>(36)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 302</b>	<b>2 250</b>
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	2 858	2 873
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>55</b>	<b>(71)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 414</b>	<b>2 528</b>
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)	25	37	-	-	661	868
<b>Total de l'actif au 30 septembre</b>	<b>2 256</b>	<b>2 147</b>	<b>(314)</b>	<b>(482)</b>	<b>17 253</b>	<b>15 908</b>
<b>Capital utilisé au 30 septembre</b>	<b>1 273</b>	<b>1 111</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9 215</b>	<b>8 746</b>

a) Comprend les ventes de pétrole brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.

b) Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.

**4. 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	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produit de la vente d'actifs	82	20	268	154
Valeur comptable des actifs vendus	10	13	57	69
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	72	7	211	85
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	51	7	152	61

- a) Le troisième trimestre de 2007 a donné lieu à un gain de 71 M\$ (51 M\$ après impôts) à la vente de la participation de la compagnie dans le bien producteur Willesden Green.

**5. Avantages de retraite**

Les composantes du coût net des prestations constituées compris dans les postes Production et fabrication et Frais de vente et frais généraux, dans l'état consolidé des résultats, se détaillent de la façon suivante :

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Prestations de retraite :				
Coût des services rendus de la période	25	25	75	75
Intérêts débiteurs	62	60	185	179
Rendement prévu de l'actif des régimes	(83)	(75)	(247)	(225)
Amortissement du coût des services passés	5	5	15	15
Perte actuarielle constatée	19	29	57	86
Coût net des prestations constituées	28	44	85	130
Avantages complémentaires de retraite :				
Coût des services rendus de la période	1	2	4	6
Intérêts débiteurs	5	6	17	18
Perte actuarielle constatée	2	2	5	6
Coût net des prestations constituées	8	10	26	30

**6. Frais de financement**

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette	18	17	51	46
Intérêts capitalisés	(9)	(13)	(25)	(37)
Intérêts débiteurs nets	9	4	26	9
Autres intérêts	1	(1)	7	1
Total des frais de financement	10	3	33	10

**7. Dette à long terme**

Année	Date d'échéance d'émission	Taux d'intérêt	Au	Au
			30 sept. 2007	31 déc. 2006
			En millions de dollars	
2003	19 janvier 2008	variable	-	318
2007	250 M\$ échéant le 26 mai 2009 et 250 M\$ échéant le 26 août 2009 a)	variable	500	-
Dette à long terme			500	318
Contrats de location-acquisition			38	41
Total de la dette à long terme b)			538	359

- a) Le 26 août 2007, la compagnie a retiré à son échéance un emprunt à taux variable de 250 M\$ pour le remplacer par un emprunt à long terme de 250 M\$ à taux variable contracté auprès d'une société apparentée à Exxon Mobil Corporation, à un taux d'intérêt équivalent aux taux du marché canadien.
- b) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 322 M\$ (907 M\$ au 31 décembre 2006) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

**8. Autres obligations à long terme**

	Au 30 sept.	Au 31 déc.
en millions de dollars	<b>2007</b>	2006
Avantages de retraite a)	<b>881</b>	1 017
Obligations à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	<b>441</b>	438
Autres obligations	<b>453</b>	228
Total des autres obligations à long terme	<b>1 775</b>	1 683

a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite comprennent aussi un montant de 55 MS dans le passif à court terme (51 M\$ au 31 décembre 2006).

b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux comprennent aussi un montant de 97 MS dans le passif à court terme (97 M\$ au 31 décembre 2006).

**9. Actions ordinaires**

	Au 30 sept.	Au 31 déc.
en milliers d'actions	<b>2007</b>	2006
Autorisées	<b>1 100 000</b>	1 100 000
Actions ordinaires en circulation	<b>914 216</b>	952 988

De 1995 à 2006, la compagnie a racheté des actions dans le cadre normal de ses activités, en vertu de douze programmes de rachat d'actions d'une durée de douze mois chacun et d'une offre d'achat par adjudication. Le 25 juin 2007, un autre programme de rachat d'actions d'une durée de douze mois a été lancé dans le cadre normal des activités qui autorise la compagnie à racheter 46,5 millions de ses actions (5 % des actions ordinaires qui étaient en circulation le 22 juin 2007), 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 :

Exercice	En millions	
	d'actions	de dollars
1995 - 2005	750,1	8 635
2006 - troisième trimestre	11,5	468
- exercice complet	45,5	1 818
<b>2007 - troisième trimestre</b>	<b>12,8</b>	<b>600</b>
<b>- depuis le début de l'exercice</b>	<b>39,4</b>	<b>1 791</b>
Achats cumulatifs à ce jour	835,0	12 244

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 de bénéfices non répartis.

Le tableau qui suit présente la calcul du bénéfice net par action ordinaire :

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base</b>				
Bénéfice net (en millions de dollars)	816	822	2 302	2 250
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en millions d'actions)	922,0	969,6	935,0	980,7
Bénéfice net par action ordinaire (dollars)	0,88	0,84	2,46	2,29
<b>Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué</b>				
Bénéfice net (en millions de dollars)	816	822	2 302	2 250
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en millions d'actions)	922,0	969,6	935,0	980,7
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	5,9	4,5	5,7	4,4
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	927,9	974,1	940,7	985,1
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,88	0,84	2,45	2,28

#### 10. Bénéfices non répartis

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	6 659	5 841	6 462	5 466
Incidence cumulative d'une modification comptable 2)	-	-	14	-
Bénéfice net de la période	816	822	2 302	2 250
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(577)	(448)	(1 721)	(1 343)
Dividendes	(83)	(77)	(242)	(235)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	6 815	6 138	6 815	6 138

#### 11. Résultat étendu

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	816	822	2 302	2 250
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (amortissement exclu)	-	-	(28)	-
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées de la période	18	-	53	-
Autres éléments du résultat étendu (déduction faite des impôts sur les bénéfices)	18	-	25	-
Total du résultat étendu	834	822	2 327	2 250

#### 12. Information additionnelle consécutive à l'adoption du SFAS 158

Dans les états financiers sur Formulaire 10-K de 2006, la compagnie a constaté l'ajustement lié à l'adoption du Statement of Financial Accounting Standards No. 158 (SFAS 158), intitulé Employers' Accounting for Defined Benefit Pension and Other Post-retirement Plans, an amendment to FASB Statements No. 87, 88, 106 and 132(R), à titre d'élément du résultat étendu. Selon la directive réglementaire publiée ultérieurement, cet ajustement aurait dû être inscrit à titre d'ajustement au cumul des autres éléments du résultat étendu se terminant en 2006. Le montant inscrit par la compagnie à titre de résultat étendu pour 2006 (variations des capitaux propres non liées aux propriétaires) s'est élevé à 2 891 M\$. Compte non tenu de l'ajustement négatif de 487 M\$ par suite de l'adoption du SFAS 158 (qui a été déclaré séparément dans la note 6 de bas de page du Formulaire 10-K de 2006 au titre des avantages de retraite), ce montant aurait été de 3 378 M\$. La compagnie modifiera la présentation du résultat étendu de 2006 en conséquence (variations des capitaux propres non liées aux propriétaires) dans les états financiers sur Formulaire 10-K de 2007.

## DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN</b>				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	160	158	152	155
Syncrude	87	71	76	61
Pétrole classique	28	31	29	32
Total de la production de pétrole brut	275	260	257	248
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	16	21	17	25
Total de la production de pétrole brut et de LGN	291	281	274	273
<b>PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN</b>				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	132	127	127	128
Syncrude	72	60	64	55
Pétrole classique	21	23	22	24
Total de la production de pétrole brut	225	210	213	207
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	11	17	13	20
Total de la production de pétrole brut et de LGN	236	227	226	227
<b>VENTE DE BRUT FLUIDIFIÉ DE COLD LAKE</b> (en milliers de barils par jour)				
	202	201	197	203
<b>VENTES DE LGN</b> (en milliers de barils par jour)				
	16	19	20	28
<b>GAZ NATUREL</b> (en millions de pieds cubes par jour)				
Production brute	430	560	482	566
Production nette	379	503	423	505
Ventes	378	515	432	519
<b>PRIX DE VENTE MOYENS</b> (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (le baril)	75,73	74,34	68,45	71,10
LGN (le baril)	45,57	40,87	44,94	40,81
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	5,73	6,29	7,11	7,42
Brut de référence d'Edmonton (le baril)	82,07	80,31	74,50	76,53
Pétrole lourd de Hardisty (Bow River, le baril)	56,17	59,03	52,97	53,66
<b>DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES</b> (en milliers de barils par jour)				
	451	461	435	438
<b>UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE</b> (en pourcentage)				
	90	92	86	87
<b>VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS</b> (en millions de litres par jour)				
Essence	33,8	34,1	32,6	32,5
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	25,2	26,0	25,8	26,3
Mazout lourd	6,2	5,1	5,0	5,0
Huiles lubrifiantes et autres produits	7,7	9,0	7,1	7,8
Ventes nettes de produits pétroliers	72,9	74,2	70,5	71,6
<b>VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES</b> (en milliers de tonnes par jour)				
	3,2	2,9	3,1	3,0

**DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT**

(sans vérification)

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ a)</b> (sur quatre trimestres, en pourcentage)			<b>34,4</b>	39,1
<b>RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES</b> (sur quatre trimestres, en pourcentage)			<b>40,9</b>	47,6
<b>COUVERTURE DES INTÉRÊTS PAR LE BÉNÉFICE</b> (sur quatre trimestres, nombre de fois couverts)			<b>63,1</b>	81,7
<b>ACTIONNARIAT</b>				
Actions en circulation (en milliers)				
Nombre moyen pondéré mensuellement	<b>921 976</b>	969 625	<b>934 950</b>	980 711
Au 30 septembre			<b>914 216</b>	962 713
Nombre d'actionnaires				
Au 30 septembre			<b>13 141</b>	13 664
<b>COURS DE L'ACTION</b>				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	<b>51,90</b>	45,20	<b>54,70</b>	45,20
Bas	<b>40,86</b>	35,33	<b>37,40</b>	35,33
À la clôture le 30 septembre			<b>49,29</b>	37,47
American Stock Exchange (en dollars américains) b)				
Haut	<b>50,95</b>	40,38	<b>50,95</b>	40,38
Bas	<b>37,99</b>	31,64	<b>31,87</b>	30,54
À la clôture le 30 septembre			<b>49,56</b>	33,55

a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net, exclusion faite des intérêts débiteurs après impôts, divisé par la moyenne du capital utilisé sur quatre trimestres.

b) Le cours de l'action présenté est fondé sur les données regroupées sur le marché des États-Unis.

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

	2007	2007	2008	2008
	4 <sup>e</sup> trimestre	1 <sup>e</sup> trimestre	2 <sup>e</sup> trimestre	3 <sup>e</sup> trimestre
<b>Date de déclaration de dividende</b>	20 novembre	31 janvier	1 <sup>er</sup> mai	1 <sup>er</sup> juillet
<b>Date de clôture des registres</b>	30 novembre	3 mars	6 juin	5 septembre
<b>Date de paiement des dividendes</b>	1 <sup>er</sup> janvier 2008	1 <sup>er</sup> avril	1 <sup>er</sup> juillet	1 <sup>er</sup> octobre
<b>Date limite d'achat d'actions</b> (date limite de datation et de réception du chèque destiné à l'achat d'actions)	13 décembre	17 mars	16 juin	17 septembre
<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 janvier 2008	2 avril	2 juillet	2 octobre

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

