



# Résultats du quatrième trimestre

DOUZE MOIS TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 2006

## L'Impériale annonce les résultats financiers et d'exploitation de 2006.

**Calgary, le 1<sup>er</sup> février 2007** – L'Impériale a annoncé aujourd'hui avoir dégagé un bénéfice net de 3 044 M\$ (3,11 \$ l'action) en 2006. C'est le bénéfice net le plus élevé de l'histoire de la compagnie, supérieur au sommet précédent de 2 600 M\$ (2,53 \$ l'action) enregistré en 2005. Le bénéfice du quatrième trimestre de 2006 s'est établi à 794 M\$ (0,83 \$ l'action) contre 1 016 M\$ (1 \$ l'action) pour le quatrième trimestre de 2005.

Les résultats de 2006 ont été supérieurs à ceux de 2005 par suite de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole lourd de Cold Lake et le pétrole brut classique et de l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation et sur les produits pétrochimiques. Ces bons résultats s'expliquent aussi par des économies qui ont découlé du règlement de questions fiscales et de modifications de taux d'imposition, et par la baisse des charges liées à la rémunération à base d'actions. Ces facteurs favorables ont été en partie annulés par la montée du dollar canadien, la baisse du prix obtenu pour le gaz naturel, la diminution des gains à la cession d'actifs et la hausse des frais liés à l'entretien systématique des raffineries et à des projets d'immobilisations.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration se sont élevées à 341 M\$ pour le quatrième trimestre et à 1 209 M\$ pour l'exercice, contre 402 M\$ et 1 475 M\$ respectivement en 2005. En 2006, l'Impériale a racheté plus de 45,5 millions d'actions pour 1 818 M\$. À la fin de 2006, le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie se chiffrait à 2 158 M\$ en regard de 1 661 M\$ à la fin de 2005.

« L'année a été marquée par une production record à Cold Lake, un accroissement de la production totale de pétrole brut et la progression de plusieurs grands investissements, a déclaré le président du Conseil, président et chef de la direction de la compagnie, Tim Hearn. En outre, la solidité de l'exploitation et le contexte de robustesse des prix ont permis d'enregistrer un bénéfice record en 2006 et de distribuer plus de 2,1 G\$ aux actionnaires par le rachat d'actions et le versement de dividendes, » 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 Cold Lake, l'exploitation de pétrole lourd en propriété exclusive de la compagnie, a atteint un sommet de 152 000 barils par jour en 2006. Ce chiffre dépasse la production moyenne annuelle record antérieure de 139 000 barils par jour qui avait été atteinte en 2005. Cette augmentation s'explique par la nature cyclique de la production à Cold Lake et la production accrue venue de la campagne de forage d'extension en cours.

### **Progrès dans le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl**

Les audiences publiques chapeautées par un comité provincial-fédéral ont débuté et pris fin au cours du quatrième trimestre sur le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl, qui vise à l'extraction de sables pétrolifères à raison de 300 000 barils par jour au nord-est de Fort McMurray. L'Impériale possède une participation de 70 % dans le projet, dont elle serait l'exploitant. ExxonMobil Canada détient la part restante. La décision réglementaire est attendue pour le début de la présente année.

## Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

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

	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	608	671	2 376	2 008
Produits pétroliers	214	263	624	694
Produits chimiques	35	32	143	121
Comptes non sectoriels	(63)	50	(99)	(223)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	794	1 016	3 044	2 600
Flux de trésorerie d'exploitation	1 059	1 296	3 587	3 451
Dépenses en immobilisations et d'exploration	341	402	1 209	1 475
Données par action (en dollars) a)				
Bénéfice net de base	0,83	1,00	3,12	2,54
Bénéfice net dilué	0,83	1,00	3,11	2,53
Dividendes	0,08	0,08	0,32	0,31
Cours de clôture de l'action les 31 décembre				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			42,93	38,47
American Stock Exchange (en dollars américains)			36,83	33,20

a) Compte tenu de la division par trois de l'action

### RAPPORT DE GESTION

#### RESULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net du quatrième trimestre de la compagnie s'est élevé à 794 M\$ (0,83 \$ par action) sur une base diluée, contre 1 016 M\$ (1,00 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2005. Le bénéfice net de 2006 s'est dégagé à 3 044 M\$ (3,11 \$ par action) sur une base diluée, le plus élevé jamais enregistré, dépassant le record précédent de 2 600 M\$ (2,53 \$ par action) établi en 2005.

Le bénéfice du quatrième trimestre a été inférieur à celui du trimestre correspondant de 2005, par suite principalement d'une baisse des prix obtenus pour le gaz naturel et le pétrole brut, ce qui a retranché environ 200 M\$ des résultats, et d'une contraction des marges de raffinage et de commercialisation qui a retranché environ 140 M\$. Le recul du bénéfice s'explique aussi par une diminution d'environ 130 M\$ des gains à la cession d'actifs, par une hausse d'environ 110 M\$ des charges liées à la rémunération à base d'actions et par une incidence négative de la montée du dollar canadien d'environ 40 M\$. Ces facteurs ont été en partie annulés à la suite principalement d'une hausse du prix obtenu pour le pétrole brut de Cold Lake, qui a apporté environ 100 M\$ aux résultats, d'une baisse des frais d'exploitation et du coût de l'énergie d'environ 80 M\$. Les économies réalisées à la suite du règlement de questions fiscales et la baisse de taux d'imposition ont eu une incidence positive sur le bénéfice du quatrième trimestre d'environ 210 M\$.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

En 2006, l'augmentation des prix touchés pour le pétrole lourd de Cold Lake et le pétrole brut classique a ajouté environ 640 M\$ aux résultats et l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation et sur les produits pétrochimiques, environ 60 M\$ par rapport à 2005. Les résultats de 2006 ont aussi bénéficié d'une augmentation des économies réalisées à la suite du règlement de questions fiscales et de modifications de taux d'imposition qui ont rapporté environ 340 M\$ et d'une diminution des charges liées à la rémunération à base d'actions d'environ 105 M\$. Ces facteurs positifs ont été en partie annulés par la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 275 M\$ des résultats, par la baisse du prix touché pour le gaz naturel, qui a retranché environ 150 M\$, par une diminution des gains à la cession d'actifs d'environ 130 M\$, par une hausse d'environ 100 M\$ au titre des dépenses d'entretien systématique des raffineries et de projets d'immobilisations, et par la part accrue du pétrole lourd dans la production d'hydrocarbures, qui a retranché environ 60 M\$.

**Ressources naturelles**

Pour le quatrième trimestre, le bénéfice net tiré des ressources naturelles s'est établi à 608 M\$ contre 671 M\$ pour la période correspondante de 2005. Le bénéfice a diminué par suite principalement de la baisse des prix obtenus pour le gaz naturel et le pétrole brut d'environ 200 M\$ et de l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 35 M\$. Ces facteurs ont été en partie annulés par l'augmentation du prix obtenu pour le pétrole lourd de Cold Lake, qui a ajouté environ 100 M\$ aux résultats, et par une réduction du coût de l'énergie d'environ 60 M\$. L'accroissement de la production de Syncrude au cours du trimestre écoulé a été annulé pour l'essentiel par la hausse des redevances sur la production de pétrole lourd de Cold Lake et le recul de la production de pétrole classique et de liquides du gaz naturel (LGN). La charge d'impôts a baissé d'environ 135 M\$ par suite principalement des économies réalisées grâce au règlement de questions fiscales et de la baisse de taux d'imposition. Les gains à la cession d'actifs se sont élevés à 32 M\$ au cours du trimestre écoulé, comparativement à 163 M\$ au quatrième trimestre de 2005.

Le bénéfice net de 2006, le plus haut jamais enregistré, s'est dégagé à 2 376 M\$, en hausse de 368 M\$ par rapport au record établi en 2005. Les montants touchés à la vente de pétrole lourd de Cold Lake et du pétrole brut ont augmenté d'environ 640 M\$ par rapport à 2005. Ces éléments favorables ont été en partie annulés par la baisse du prix touché pour le gaz naturel, qui a retranché environ 150 M\$, et par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a amputé les résultats d'environ 200 M\$. Les volumes de production des ressources naturelles ont reculé par suite d'un effet mixte, la baisse de la production de pétrole brut classique ayant été en partie effacée par la production accrue de bitume Syncrude, ce qui a retranché environ 60 M\$ des résultats. L'accroissement de la production à Cold Lake a été annulé pour l'essentiel par la hausse des redevances. La charge d'impôts de 2006 a diminué d'environ 290 M\$, du fait principalement de la réduction des taux d'imposition des gouvernements fédéral et albertain et d'économies réalisées par suite du règlement de questions fiscales. Les gains à la cession d'actifs ont été inférieurs d'environ 130 M\$ par rapport à ceux de 2005.

En dollars américains, le prix du pétrole Brent a progressé en moyenne de 5 % au cours du quatrième trimestre et de 19 % au cours de 2006 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Cependant, du fait surtout de l'appréciation du dollar canadien, le prix que la compagnie a touché pour le pétrole brut classique a été inférieur d'environ 9 % pour le quatrième trimestre et supérieur d'environ 6 % pour l'ensemble de l'exercice au prix obtenu pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent. Au quatrième trimestre de 2006, le prix moyen touché pour le pétrole lourd de Cold Lake a augmenté de 40 %, du fait principalement de

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

la diminution de l'écart entre le prix du brut léger et celui du pétrole lourd de Cold Lake. Le rétrécissement de cet écart de prix, jumelé à la hausse du brut léger, a contribué à l'augmentation de plus de 40 % du prix moyen touché pour le pétrole lourd de Cold Lake au cours de l'exercice.

Le prix touché pour le gaz naturel a été en moyenne de 6,68 \$ le millier de pieds cubes pour le quatrième trimestre, contre 12,35 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour l'exercice 2006, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 7,24 \$ le millier de pieds cubes, contre 9,00 \$ pour 2005.

La production brute de pétrole brut et de LGN du quatrième trimestre s'est élevée à 267 000 barils par jour, tout comme au quatrième trimestre de 2005. Pour l'exercice écoulé, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 272 000 barils par jour, contre 261 000 pour l'exercice précédent.

La production brute de pétrole lourd de Cold Lake a atteint en moyenne 142 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 144 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour l'exercice écoulé, cette production a atteint un sommet de 152 000 barils par jour, dépassant le record précédent de 139 000 barils atteint en 2005, l'augmentation étant due à la nature cyclique de la production de Cold Lake et aux quantités accrues d'hydrocarbures provenant de la campagne de forage d'extension en cours.

La part de la production brute de Syncrude revenant à la compagnie s'est chiffrée à 76 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 56 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. La production de la nouvelle unité de cokéfaction faisant suite à la troisième phase d'agrandissement a été en partie annulée par le recul de la production de l'exploitation de base à la suite de travaux d'entretien imprévus qui ont dû être exécutés dans une unité de cokéfaction existante. En 2006, la part de la production brute de Syncrude revenant à la compagnie s'est établie en moyenne à 65 000 barils par jour, contre 53 000 pour la période correspondante de 2005. L'accroissement de la production s'explique principalement par la diminution des travaux d'entretien en 2006 et l'apport de la nouvelle unité de cokéfaction.

Au cours du quatrième trimestre et de l'exercice écoulé, la production brute de pétrole classique s'est établie en moyenne à 29 000 et à 31 000 barils par jour, respectivement, contre 37 000 et 38 000 pour les périodes correspondantes de 2005. Cette baisse s'explique avant tout par la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et la cession de propriétés productrices.

La production brute de LGN mis en vente s'est élevée à 20 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 30 000 au quatrième correspondant de l'exercice précédent. En 2006, elle a régressé pour se situer à 24 000 barils par jour contre 31 000 en 2005. La baisse de la production observée pour le trimestre et l'exercice est principalement attribuable à la diminution de la teneur en LGN du gaz extrait de Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel du quatrième trimestre de 2006 s'est établie à 529 millions de pieds cubes par jour contre 579 millions au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'exercice écoulé, la production brute s'est élevée à 556 millions de pieds cubes par jour contre 580 millions en 2005. La baisse de la production est avant tout imputable à la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Au cours du trimestre écoulé, la compagnie a réalisé un gain de 32 M\$, principalement en vendant sa participation dans la propriété productrice Sunset Prairie en Alberta pour un produit

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

net d'environ 46 M\$. La part de la production de la propriété Sunset Prairie revenant à la compagnie s'est établie en moyenne à un millier de barils d'équivalent pétrole par jour en 2005.

En novembre, la compagnie a annoncé qu'elle songeait à conclure une convention de services de gestion avec Syncrude Canada Ltée, la société d'exploitation de la coentreprise Syncrude. La compagnie a prévu un point de contrôle final au deuxième trimestre de 2007 qui confirmera ou annulera la convention après l'achèvement d'une étude visant à en évaluer l'opportunité.

Les audiences réglementaires du comité mixte d'étude du projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl ont pris fin en novembre et une décision est attendue pour le début de 2007. Les efforts actuels de la compagnie portent sur l'optimisation de la conception afin d'accroître la rentabilité du projet et de réduire les risques liés à son exécution. Le calendrier du projet sera établi quand ces travaux seront terminés et que la décision réglementaire aura été rendue.

Les audiences publiques du comité mixte d'étude du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie ont été prolongées jusqu'en 2007. Étant donné les fortes pressions exercées sur le coût du projet, ses promoteurs continuent de chercher des façons d'en réduire le coût sous tous ses aspects, ce qui signifie que l'estimation du coût du projet continuera d'être peaufinée.

Un puits de recherche est en cours de forage avec les coentrepreneurs dans le bassin Orphan, au large de la côte est de Terre-Neuve. Les résultats du forage sont actuellement évalués. Le forage de deux autres puits de recherche est prévu pour 2007 et 2008.

**Produits pétroliers**

Pour le quatrième trimestre de 2006, le bénéfice net tiré des produits pétroliers s'est élevé à 214 M\$ contre 263 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le recul du bénéfice est avant tout attribuable à la contraction des marges de raffinage et de commercialisation, en partie annulée par un règlement favorable de questions fiscales qui a ajouté environ 80 M\$ aux résultats.

Le bénéfice net de l'exercice s'est dégagé à 624 M\$ contre 694 M\$ en 2005. Les résultats ont souffert de l'intensification des activités liées à l'entretien systématique des raffineries et à la fabrication de carburant diesel à très faible teneur en soufre, ce qui a pesé à la fois sur le taux d'utilisation de la capacité de raffinage et sur les charges en ajoutant environ 100 M\$ à ces postes par rapport à l'exercice précédent. Le recul des ventes de produits est surtout imputable à la baisse de la production des raffineries, mais il a eu peut d'effet sur les résultats, le recul s'étant fait sentir principalement dans des circuits de vente où les marges de raffinage et de commercialisation sont faibles. Les résultats ont aussi souffert de la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 65 M\$. Ces facteurs ont été en partie annulés par l'effet positif net du règlement de questions fiscales et par la baisse de taux d'imposition, qui ont ajouté environ 55 M\$ aux résultats, ainsi que par l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation.

**Produits chimiques**

Pour le quatrième trimestre, le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est élevé à 35 M\$, un résultat légèrement supérieur aux 32 M\$ obtenus pour la même période de l'exercice précédent. Le bénéfice net de l'exercice s'est dégagé à 143 M\$, un record, en hausse de 22 M\$ par rapport à la période correspondante de 2005. L'élargissement des marges sectorielles sur le polyéthylène et les produits intermédiaires a été le principal facteur à l'origine de la progression du bénéfice annuel.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

**Comptes non sectoriels**

Pour le quatrième trimestre, les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 63 M\$ contre un solde positif de 50 M\$ pour la période correspondante de 2005. Le recul enregistré est attribuable principalement à la hausse des charges liées à la rémunération à base d'actions. Les résultats nets de 2006 ont affiché un solde négatif de 99 M\$, qui était de 223 M\$ l'exercice précédent. L'évolution favorable des résultats s'explique avant tout par la baisse des charges liées à la rémunération à base d'actions.

**SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT**

Pour le quatrième trimestre de 2006, les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 1 059 M\$ contre 1 296 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution des flux de trésorerie s'explique surtout par la baisse du bénéfice net et le calendrier de paiement des impôts sur les bénéfices, facteurs en partie annulés par la diminution des soldes généraux du fonds de roulement. Les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 3 587 M\$ en 2006 contre 3 451 M\$ l'exercice précédent. L'augmentation des flux de trésorerie enregistrée en 2006 découle avant tout de la montée du bénéfice net et de la baisse des soldes généraux du fonds de roulement.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration du quatrième trimestre se sont élevées à 341 M\$, contre 402 M\$ pour la période correspondante de 2005, et à 1 209 M\$ pour l'exercice, contre 1 475 M\$ en 2005. Dans le secteur des ressources, ces dépenses ont été concentrées à Syncrude et à Cold Lake pour maintenir et accroître la capacité de production. Dans le secteur des produits pétroliers, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à l'accroissement de l'efficacité opérationnelle, à la réduction de la teneur en soufre du carburant diesel et à la modernisation du réseau de détail Esso.

Des dividendes en argent de 315 M\$ ont été versés en 2006 comparativement à 317 M\$ en 2005. Le dividende servi par action en 2006 s'est élevé à 0,32 \$ contre 0,31 \$ pour la même période de l'exercice précédent.

Les facteurs précités ont porté le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie à 2 158 M\$ au 31 décembre 2006, alors qu'il était de 1 661 M\$ à la fin de 2005.

**NORMES COMPTABLES RÉCEMMENT PUBLIÉES**

**Constatation des incertitudes liées aux impôts sur les bénéfices**

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 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 nouvelle norme demande que la compagnie constate dans ses états financiers l'incidence d'une position fiscale, si celle-ci juge qu'il est plus probable qu'improbable que cette position fiscale soit confirmée par suite d'un contrôle de l'administration. Sinon, il faut constater un passif pour refléter l'écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable. La nouvelle norme ne permet pas le retraitement de périodes antérieures aux fins de comparaison. La compagnie évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'interprétation FIN 48.

---

**RAPPORT DE GESTION (suite)**

---

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.

---

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS (selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)		Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
en millions de dollars canadiens		2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS</b>					
Produits d'exploitation a) b)		5 503	7 464	24 505	27 797
Revenus de placement et d'autres sources 6)		128	279	283	417
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>		<b>5 631</b>	<b>7 743</b>	<b>24 788</b>	<b>28 214</b>
<b>CHARGES</b>					
Exploration		14	6	32	43
Achats de pétrole brut et de produits b)		2 959	4 423	13 793	17 168
Production et fabrication 7)		827	921	3 446	3 327
Frais de vente et frais généraux 7)		393	299	1 284	1 577
Taxe d'accise fédérale a)		320	312	1 274	1 278
Amortissement et épuisement		204	223	831	895
Frais de financement 8)		18	-	28	8
<b>TOTAL DES CHARGES</b>		<b>4 735</b>	<b>6 184</b>	<b>20 688</b>	<b>24 296</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>		<b>896</b>	<b>1 559</b>	<b>4 100</b>	<b>3 918</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>		<b>102</b>	<b>543</b>	<b>1 056</b>	<b>1 318</b>
<b>BÉNÉFICE NET 5)</b>		<b>794</b>	<b>1 016</b>	<b>3 044</b>	<b>2 600</b>
<b>BÉNÉFICE NET DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 11)</b>		<b>0,83</b>	<b>1,00</b>	<b>3,12</b>	<b>2,54</b>
<b>BÉNÉFICE NET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 11)</b>		<b>0,83</b>	<b>1,00</b>	<b>3,11</b>	<b>2,53</b>
<b>DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 11)</b>		<b>0,08</b>	<b>0,08</b>	<b>0,32</b>	<b>0,31</b>
a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation		320	312	1 274	1 278
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. 4)		-	1 388	-	4 894

## Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE				
(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)				
rentrées (sorties)				
en millions de dollars canadiens				
	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Bénéfice net	794	1 016	3 044	2 600
Ajustement au titre d'éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	204	223	831	895
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 6)	(35)	(171)	(96)	(233)
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	237	197	254	(116)
Variation de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs,	(89)	37	203	(414)
Stocks et frais payés d'avance	166	324	(97)	(67)
Impôts sur les bénéfices à payer	(214)	78	(225)	304
Comptes créditeurs	11	(383)	(86)	644
Autres postes - montant net a)	(15)	(25)	(241)	(162)
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>	<b>1 059</b>	<b>1 296</b>	<b>3 587</b>	<b>3 451</b>
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles	(327)	(396)	(1 177)	(1 432)
Produit de la vente d'actifs	58	326	212	440
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>	<b>(269)</b>	<b>(70)</b>	<b>(965)</b>	<b>(992)</b>
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Dette à court terme - montant net	-	-	72	18
Remboursement de la dette à long terme	(2)	-	(74)	(21)
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options sur actions	3	9	10	38
Actions ordinaires rachetées 11)	(413)	(428)	(1 818)	(1 795)
Dividendes versés	(77)	(81)	(315)	(317)
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>	<b>(489)</b>	<b>(500)</b>	<b>(2 125)</b>	<b>(2 077)</b>
<b>AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE</b>	<b>301</b>	<b>726</b>	<b>497</b>	<b>382</b>
<b>ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE</b>	<b>1 857</b>	<b>935</b>	<b>1 661</b>	<b>1 279</b>
<b>ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE</b>	<b>2 158</b>	<b>1 661</b>	<b>2 158</b>	<b>1 661</b>
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(26)	(4)	(395)	(350)

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

BILAN CONSOLIDÉ

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

en millions de dollars canadiens	Au 31 déc. 2006	Au 31 déc. 2005
<b>ACTIF</b>		
Actif à court terme		
Encaisse	2 158	1 661
Comptes débiteurs,		
déduction faite des créances douteuses estimatives	1 871	2 073
Stocks de pétrole brut et de produits	556	481
Matières, fournitures et charges payées d'avance	151	130
Actif d'impôts futurs	573	654
Total de l'actif à court terme	5 309	4 999
Placements, participations et autres actifs à long terme	104	94
Immobilisations corporelles,	22 476	21 526
déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	12 019	11 394
Immobilisations corporelles - montant net	10 457	10 132
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	67	153
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>16 141</b>	<b>15 582</b>
<b>PASSIF</b>		
Passif à court terme		
Dettes à court terme	171	99
Comptes créditeurs et charges à payer 10)	3 080	3 170
Impôts sur les bénéfices à payer	1 190	1 399
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme 9)	907	477
Total du passif à court terme	5 348	5 145
Dettes à long terme 9)	359	863
Autres obligations à long terme 10)	1 683	1 728
Passif d'impôts futurs	1 345	1 213
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>8 735</b>	<b>8 949</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 11) a)	1 677	1 747
Bénéfices non répartis 12)	6 462	5 466
Cumul des autres éléments du résultat étendu 13)	(733)	(580)
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES</b>	<b>7 406</b>	<b>6 633</b>
<b>TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES</b>	<b>16 141</b>	<b>15 582</b>

a) Le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 953 millions (998 millions en 2005)

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 1<sup>er</sup> février 2007



Le président du Conseil, président  
et chef de la direction



Le contrôleur et  
vice-président principal,  
Finances et administration

## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (sans vérification)

**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 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des trimestres et des douze mois terminés les 31 décembre 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 montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

**2. Modification comptable au titre des régimes de retraite à prestations déterminées**

Au terme de l'exercice qui s'est terminé le 31 décembre 2006, la compagnie a adopté le SFAS 158 intitulé « Employers' Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans, an amendment to FASB Statements No. 87, 88, 106 and 132(R) » du Financial Accounting Standards Board (FASB). Le SFAS 158 demande à un employeur de constater une situation de surcapitalisation ou de sous-capitalisation d'un régime d'avantages complémentaires de retraite à prestations déterminées à titre d'actif ou de passif dans le bilan. La norme demande aussi de constater les variations de cette capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles se produisent dans le résultat étendu. En 2006, le SFAS demandait de comptabiliser les pertes actuarielles et le coût des services passés dans le résultat étendu. En 2005 et 2004, le SFAS 87 demandait à un employeur de constater un passif dans le bilan qui égalait au moins l'obligation non capitalisée au titre des prestations constituées au titre des régimes de retraite à prestations déterminées. L'incidence de l'adoption du SFAS 158 est présentée dans le tableau ci dessous :

en millions de dollars	Chiffres antérieurs au SFAS 158 avec ajustement minimal au titre du régime de retraite	Ajustement à l'adoption du SFAS 158	Chiffres postérieurs au SFAS 158
Autres actifs incorporels - montant net	73	(6)	67
Total de l'actif	16 147	(6)	16 141
Autres obligations à long terme	990	693	1 683
Passif d'impôts futurs	1 557	(212)	1 345
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(246)	(487)	(733)
Total du passif et des capitaux propres	16 147	(6)	16 141

**3. 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 demande 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 modifie 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 2005, 2004 et 2003 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, compte tenu des ajustements au titre des fractionnements d'actions. 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 le 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 supplémentaires sont attribuées d'après le dividende en argent à servir sur les actions de la compagnie divisé par la moyenne des cours de clôture juste avant la date de paiement du dividende, le chiffre obtenu étant multiplié par le nombre d'unités d'actions à dividende différé détenues par le bénéficiaire, ajusté en fonction des fractionnements d'actions.

Pour exercer les options sur unités d'actions à dividende différé, il faut avoir cessé d'être employé par la compagnie ou avoir démissionné à titre d'administrateur, la date limite pour les exercer étant fixée au 31 décembre de l'année qui suit la cessation d'emploi ou la démission. À la date d'exercice, la valeur en argent à recevoir pour les unités est déterminée d'après la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie des 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 à la moyenne sur cinq jours des cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto aux dates d'exercice ou juste avant. 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. La date d'exercice des unités attribuées de 2002 à 2005 est passée du 31 décembre au 4 décembre dans le cas des unités qui seront exercées en 2006 et les années suivantes. Pour ce qui est des unités attribuées en 2002, 2003, 2004 et 2005 devant être exercées après la division par trois des actions de la compagnie survenue en mai 2006, la compagnie a fait savoir qu'elle multipliera par trois la somme en argent ou le nombre d'actions à émettre par unité.

Toutes les unités doivent être réglées en argent 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 en argent 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. 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, la méthode de comptabilisation étant la même que selon le SFAS 123. Selon cette méthode, la charge de rémunération liée aux 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 les douze mois terminés le 31 décembre 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	-	6 662	1 935 658
Exercées	(1 797 141)	(60 781)	(2 488 047)
Annulées ou ajustées	(16 500)	-	(7 951)
En circulation au 31 décembre 2006	<u>9 071 250</u>	<u>84 448</u>	<u>9 996 390</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 programmes s'est chiffrée à 70 M\$ pour le quatrième trimestre de 2006. Pour le quatrième trimestre de 2005, il y a eu un ajustement favorable de 42 M\$ des charges de rémunération comptabilisées au titre de ces régimes. La charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes s'est élevée à 133 M\$ et à 238 M\$ pour les douze mois terminés les 31 décembre 2006 et 2005, respectivement. L'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération s'est chiffrée à 35 M\$ pour le quatrième trimestre de 2006. La charge d'impôts liée à cet ajustement favorable de la charge de rémunération du quatrième trimestre de 2005 s'est chiffrée à 24 M\$. L'économie totale d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération s'est chiffrée à 45 M\$ et à 127 M\$ pour les douze mois terminés les 31 décembre 2006 et 2005, respectivement.

Au 31 décembre 2006, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions subalternes qui n'étaient pas acquises s'élevait à 265 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 3,9 ans. Toutes les unités des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé avaient été acquises au 31 décembre 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 1er 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 au cours du marché à la date de l'attribution. Tous les droits d'options sur actions attribuées à titre incitatif avaient été acquis en date du 1er janvier 2005.

Le tableau suivant résume l'information sur les options sur actions pour les douze mois terminés le 31 décembre 2006 :

	Moyenne pondérée		
	Unités a)	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	
Attribuées	-		
Exercées	(628 335)	15,50	
Annulées ou ajustées	21 000		
En circulation au 31 décembre 2006	<u>5 527 665</u>	15,50	5,3

- 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 douze mois terminés les 31 décembre 2006 et 2005. Les fonds touchés par suite de l'exercice d'options sur actions au cours des douze mois terminés le 31 décembre 2006 se sont élevés à 10 M\$. La valeur intrinsèque globale des options sur actions exercées au cours des douze mois terminés le 31 décembre 2006 s'est établie à 18 M\$, et pour le reste des options sur actions en cours, elle s'élève à 152 M\$.

#### 4. 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.

**5. Résultats par secteur**

Quatrièmes trimestres en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS</b>						
Ventes externes a)	1 035	1 353	4 160	5 780	308	331
Ventes intersectorielles	895	957	480	606	90	110
Revenus de placement et d'autres sources	46	251	61	19	-	-
	<b>1 976</b>	<b>2 561</b>	<b>4 701</b>	<b>6 405</b>	<b>398</b>	<b>441</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	14	6	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	640	770	3 500	5 009	283	317
Production et fabrication	496	565	290	306	42	50
Frais de vente et frais généraux	3	30	267	314	18	22
Taxe d'accise fédérale	-	-	320	312	-	-
Amortissement et épuiement	141	163	61	56	2	3
Frais de financement	2	-	8	-	-	-
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>1 296</b>	<b>1 534</b>	<b>4 446</b>	<b>5 997</b>	<b>345</b>	<b>392</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>680</b>	<b>1 027</b>	<b>255</b>	<b>408</b>	<b>53</b>	<b>49</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>72</b>	<b>356</b>	<b>41</b>	<b>145</b>	<b>18</b>	<b>17</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>608</b>	<b>671</b>	<b>214</b>	<b>263</b>	<b>35</b>	<b>32</b>
Ventes à l'exportation aux États-Unis	396	492	144	224	185	198
Flux de trésorerie d'exploitation	972	824	60	520	61	17
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	243	233	83	148	4	7

Quatrièmes trimestres en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS</b>						
Ventes externes a)	-	-	-	-	5 503	7 464
Ventes intersectorielles	-	-	(1 465)	(1 673)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	21	9	-	-	128	279
	<b>21</b>	<b>9</b>	<b>(1 465)</b>	<b>(1 673)</b>	<b>5 631</b>	<b>7 743</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	-	-	-	-	14	6
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 464)	(1 673)	2 959	4 423
Production et fabrication	-	-	(1)	-	827	921
Frais de vente et frais généraux	105	(67)	-	-	393	299
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	320	312
Amortissement et épuiement	-	1	-	-	204	223
Frais de financement	8	-	-	-	18	-
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>113</b>	<b>(66)</b>	<b>(1 465)</b>	<b>(1 673)</b>	<b>4 735</b>	<b>6 184</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(92)</b>	<b>75</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>896</b>	<b>1 559</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(29)</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>102</b>	<b>543</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>(63)</b>	<b>50</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>794</b>	<b>1 016</b>
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	725	914
Flux de trésorerie d'exploitation	(34)	(65)	-	-	1 059	1 296
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	11	14	-	-	341	402

- a) Comprend les ventes de pétrole 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.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Douze mois terminés les 31 décembre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS</b>						
Ventes externes a)	4 619	4 702	18 527	21 793	1 359	1 302
Ventes intersectorielles	3 837	3 487	2 256	2 224	345	363
Revenus de placement et d'autres sources	111	331	105	60	-	-
	<b>8 567</b>	<b>8 520</b>	<b>20 888</b>	<b>24 077</b>	<b>1 704</b>	<b>1 665</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	32	43	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	2 841	2 837	16 178	19 212	1 209	1 191
Production et fabrication	1 994	1 931	1 266	1 203	189	195
Frais de vente et frais généraux	13	36	1 018	1 096	76	81
Taxe d'accise fédérale	-	-	1 274	1 278	-	-
Amortissement et épuiement	584	651	233	230	11	12
Frais de financement	2	-	6	2	-	-
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>5 466</b>	<b>5 498</b>	<b>19 975</b>	<b>23 021</b>	<b>1 485</b>	<b>1 479</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>3 101</b>	<b>3 022</b>	<b>913</b>	<b>1 056</b>	<b>219</b>	<b>186</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>725</b>	<b>1 014</b>	<b>289</b>	<b>362</b>	<b>76</b>	<b>65</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>2 376</b>	<b>2 008</b>	<b>624</b>	<b>694</b>	<b>143</b>	<b>121</b>
Ventes à l'exportation aux États-Unis	1 936	1 633	869	856	793	750
Flux de trésorerie d'exploitation	3 024	2 440	507	799	161	94
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	787	937	361	478	13	19
Total de l'actif aux 31 décembre	7 513	7 289	6 450	6 257	504	500
Capital utilisé aux 31 décembre	4 080	3 905	3 285	3 037	241	281

Douze mois terminés les 31 décembre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS</b>						
Ventes externes a)	-	-	-	-	24 505	27 797
Ventes intersectorielles	-	-	(6 438)	(6 074)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	67	26	-	-	283	417
	<b>67</b>	<b>26</b>	<b>(6 438)</b>	<b>(6 074)</b>	<b>24 788</b>	<b>28 214</b>
<b>CHARGES</b>						
Exploration b)	-	-	-	-	32	43
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(6 435)	(6 072)	13 793	17 168
Production et fabrication	-	-	(3)	(2)	3 446	3 327
Frais de vente et frais généraux	177	364	-	-	1 284	1 577
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	1 274	1 278
Amortissement et épuiement	3	2	-	-	831	895
Frais de financement	20	6	-	-	28	8
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>200</b>	<b>372</b>	<b>(6 438)</b>	<b>(6 074)</b>	<b>20 688</b>	<b>24 296</b>
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(133)</b>	<b>(346)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4 100</b>	<b>3 918</b>
<b>IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>(34)</b>	<b>(123)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 056</b>	<b>1 318</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>(99)</b>	<b>(223)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 044</b>	<b>2 600</b>
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	3 598	3 239
Flux de trésorerie d'exploitation	(105)	118	-	-	3 587	3 451
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	48	41	-	-	1 209	1 475
Total de l'actif aux 31 décembre	2 145	1 959	(471)	(423)	16 141	15 582
Capital utilisé aux 31 décembre	1 292	908	-	-	8 898	8 131

- a) Comprend les ventes de pétrole 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.

**6. 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	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Produit de la vente d'actifs	58	326	212	440
Valeur comptable des actifs vendus	9	67	78	96
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts	49	259	134	344
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	35	171	96	233

**7. Avantages à la retraite**

Les composantes du coût net des prestations 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	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Prestations de retraite :				
Coût des services rendus de la période	25	21	100	86
Intérêts débiteurs	59	59	238	239
Rendement attendu de l'actif des régimes	(74)	(65)	(299)	(257)
Amortissement du coût des services passés	5	7	20	25
Perte actuarielle constatée	28	20	114	83
Coût net des prestations	43	42	173	176
Autres avantages à la retraite :				
Coût des services rendus de la période	2	1	8	7
Intérêts débiteurs	5	6	23	24
Perte actuarielle constatée	2	3	8	7
Coût net des prestations	9	10	39	38

**8. Frais de financement**

en millions de dollars	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Intérêts sur la dette	17	13	63	45
Intérêts capitalisés	(11)	(14)	(48)	(41)
Intérêts débiteurs nets	6	(1)	15	4
Autres intérêts	12	1	13	4
Total des frais de financement	18	-	28	8

**9. Dette à long terme**

Émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Au 31 déc	Au 31 déc
			2006	2005
en millions de dollars				
2003	\$250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et \$250 M\$ échéant le 26 août 2007	variable	-	500
2003	19 janvier 2008	variable	318	318
Dette à long terme			318	818
Contrats de location-acquisition			41	45
Total de la dette à long terme a)			359	863

a) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 907 M\$ (477 M\$ au 31 décembre 2005) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

**10. Autres obligations à long terme**

en millions de dollars	Au 31 déc. 2006	Au 31 déc. 2005
Avantages à la retraite a)	1 017	1 152
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	438	423
Autres obligations	228	153
Total des autres obligations à long terme	1 683	1 728

a) Le total des avantages à la retraite comptabilisés comprend aussi une somme de 51 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 97 M\$ dans le passif à court terme (76 M\$ au 31 décembre 2005).

**11. Actions ordinaires**

en milliers d'actions	Au 31 déc. 2006	Au 31 déc. 2005
Actions autorisées (les données des périodes antérieures n'ont pas été retraitées)	1 100 000	450 000
Actions ordinaires en circulation	952 988	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 :

Exercice	en millions	
	d'actions	de dollars
1995 - 2004	697,6	6 840
2005 - quatrième trimestre	11,5	428
- exercice complet	52,5	1 795
<b>2006 - quatrième trimestre</b>	<b>9,9</b>	<b>413</b>
<b>- exercice complet</b>	<b>45,5</b>	<b>1 818</b>
Achats cumulatifs à ce jour	795,6	10 453

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.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

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

	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net de base par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	794	1 016	3 044	2 600
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	958,4	1 003,7	975,1	1 024,1
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,83	1,00	3,12	2,54
Bénéfice net dilué par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	794	1 016	3 044	2 600
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	958,4	1 003,7	975,1	1 024,1
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	4,6	4,2	4,5	4,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation après dilution (en millions d'actions)	963,0	1 007,9	979,6	1 028,3
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,83	1,00	3,11	2,53

**12. Bénéfices non répartis**

en millions de dollars	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfices non répartis au début de la période	6 138	4 938	5 466	4 889
Bénéfice net de la période	794	1 016	3 044	2 600
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(394)	(408)	(1 737)	(1 703)
Dividendes	(76)	(80)	(311)	(320)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	6 462	5 466	6 462	5 466

**13. Résultat étendu**

en millions de dollars	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net	794	1 016	3 044	2 600
Cumul des autres éléments du résultat étendu a)	(153)	(212)	(153)	(212)
Total du résultat étendu	641	804	2 891	2 388

a) Les montants comptabilisés en 2006 représentaient les pertes actuarielles et le coût des services passés au titre des régimes à prestations déterminées et avantages complémentaires à la retraite comme l'exigeait le SFAS 158. En 2005, les montants comptabilisés représentaient l'ajustement minimal du passif au titre du régime de retraite demandé par le SFAS 87.

## Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

DONNÉES D'EXPLOITATION (sans vérification)	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
	<b>PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN</b> (en milliers de barils par jour)			
Pétrole classique	29	37	31	38
Cold Lake	142	144	152	139
Syncrude	76	56	65	53
Total de la production de pétrole brut	247	237	248	230
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	20	30	24	31
Total de la production de pétrole brut et de LGN	267	267	272	261
<b>PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN</b> (en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	21	28	23	29
Cold Lake	123	137	127	124
Syncrude	68	56	58	53
Total de la production de pétrole brut	212	221	208	206
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	16	24	19	25
Total de la production de pétrole brut et de LGN	228	245	227	231
<b>VENTES DU MÉLANGE DE COLD LAKE</b> (en milliers de barils par jour)				
	186	189	198	183
<b>VENTES DE LGN</b> (en milliers de barils par jour)				
	33	48	29	39
<b>GAZ NATUREL</b> (en millions de pieds cubes par jour)				
Production brute	529	579	556	580
Production nette	468	507	496	514
Ventes	494	543	513	536
<b>PRIX DE VENTE MOYENS</b> (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (par baril)	60,73	66,04	68,58	64,48
LGN (par baril)	40,61	48,69	40,75	40,00
Gaz naturel (pour un millier de pieds cubes)	6,68	12,35	7,24	9,00
Pétrole brut de référence d'Edmonton (par baril)	65,27	72,21	73,75	69,86
Pétrole brut lourd à Hardisty (Bow River, par baril)	46,64	43,62	51,90	45,62
<b>VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS</b> (en millions de litres par jour)				
Essence	33,4	33,9	32,7	33,4
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	26,5	27,0	26,4	26,9
Mazout lourd	5,5	6,8	5,1	6,0
Huiles lubrifiantes et autres produits	7,4	7,9	7,7	7,6
Ventes nettes de produits pétroliers	72,8	75,6	71,9	73,9
<b>DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES</b> (en milliers de barils par jour)				
	456	479	442	466
<b>UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (%)</b>				
	91	95	88	93
<b>VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES</b> (en milliers de tonnes par jour)				
	2,9	2,7	3,0	3,0

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT				
(sans vérification)				
	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2006	2005	2006	2005
RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a)				
(en pourcentage)			35,9	32,6
RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES				
(en pourcentage)			43,5	40,2
COUVERTURE DE L'INTÉRÊT PAR LE BÉNÉFICE				
(nombre de fois couvert)			66,1	88,1
ACTIONNARIAT				
Actions en circulation (en milliers)				
Moyenne pondérée mensuellement				
Aux 31 décembre	958 378	1 003 747	975 128	1 024 119
Nombre d'actionnaires				
Aux 31 décembre			13 561	14 096
COURS DE L'ACTION b)				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	44,80	45,39	45,20	45,79
Bas	34,31	32,28	34,31	22,50
À la clôture les 31 décembre			42,93	38,47
American Stock Exchange (en dollars américains)				
Haut	38,93	38,93	40,38	39,14
Bas	29,99	27,47	29,99	18,27
À la clôture les 31 décembre			36,83	33,20

- a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net, avant déduction des intérêts débiteurs après impôts, divisé par la moyenne du capital utilisé au début et à la fin de l'exercice.
- b) Ajusté pour tenir compte de la division par trois des actions