



Rapport trimestriel 1

TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 2007

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

Calgary, le 1^{er} mai 2007 – L'Impériale a déclaré aujourd'hui un bénéfice net pour le premier trimestre de 2007 de 774 M\$ (0,81 \$ l'action) contre 591 M\$ (0,59 \$ l'action) pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les principaux facteurs à l'origine de la progression des résultats ont été l'augmentation du prix touché pour le pétrole lourd de Cold Lake et l'accroissement de la production de Syncrude. Cette progression s'explique aussi par la baisse des charges d'exploitation et des charges liées à la rémunération à base d'actions et par la hausse des gains réalisés à la cession d'actifs. Ces facteurs ont été en partie annulés par la diminution de la production tirée des ressources classiques, par la baisse du prix touché pour le gaz naturel et l'augmentation des redevances sur la production du pétrole lourd de Cold Lake. L'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur a été pour ainsi dire annulé par l'incidence d'arrêts d'unités d'exploitation de raffinerie.

Les produits d'exploitation du premier trimestre se sont élevés à 5 767 M\$ contre 5 786 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont atteint 216 M\$ au premier trimestre, alors qu'ils avaient été de 322 M\$ au cours du trimestre correspondant de 2006, cette baisse découlant principalement de l'achèvement du projet de fabrication de carburant diesel à très faible teneur en soufre. Au cours du premier trimestre, la compagnie a racheté environ 13,6 millions d'actions pour 569 M\$. Au 31 mars 2007, le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie s'établissait à 1 770 M\$ contre 2 158 M\$ à la fin de 2006.

« L'importance soutenue que nous accordons aux éléments de notre activité sur lesquels nous avons prise, jumelée à un contexte commercial favorable, nous a permis d'afficher de solides résultats ce trimestre. Au cours de cette période, nous avons aussi obtenu l'approbation réglementaire conditionnelle du projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl, ce qui marque une étape importante dans la réalisation de ce projet à long terme de grande qualité », a déclaré le président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, 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 principalement sous les marques Esso et Mobil, par un réseau d'approvisionnement pancanadien qui comprend près de 2 000 stations-service.

Faits saillants

Le point sur le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl

En février, un comité mixte d'étude formé de l'Alberta Energy and Utilities Board et du gouvernement fédéral a approuvé à certaines conditions le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl. Situé au nord-est de Fort McMurray, dans la région d'Athabasca de l'Alberta, l'endroit contiendrait 4,6 milliards de barils de bitume récupérable selon les lignes directrices actuelles du gouvernement. Les prochaines étapes du projet comportent l'examen des conditions de l'approbation réglementaire et la poursuite des travaux techniques pour mieux définir les stratégies de conception et d'exécution. L'Impériale détiendrait une participation de 70 % environ dans le projet et agirait à titre d'exploitant dans le cadre d'une coentreprise avec ExxonMobil Canada.

Le point sur le projet d'exploitation du gaz naturel du Mackenzie

Au cours du trimestre écoulé, l'Impériale, au nom des promoteurs du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, a déposé une mise à jour du coût et du calendrier du projet auprès de l'Office national de l'énergie et du comité mixte d'étude. Selon les nouvelles données, exprimées en dollars canadiens de 2006, il en coûterait 3,5 G\$ pour le réseau de collecte de gaz, 7,8 G\$ pour le gazoduc de la vallée du Mackenzie et 4,9 G\$ pour la mise en valeur des principaux gisements. Les prochaines activités liées à ce projet porteront sur le processus réglementaire et comprendront des pourparlers avec le gouvernement fédéral concernant le cadre fiscal. Le calendrier du projet est incertain, mais la production ne devrait pas démarrer avant 2014 et dépendra des progrès réalisés à propos des questions réglementaires et fiscales.

Perturbation de l'approvisionnement en Ontario

L'approvisionnement en essence et en d'autres produits pétroliers a été perturbé en Ontario au cours du dernier trimestre. Ces pénuries ont été le résultat des effets combinés d'un incendie qui s'est déclaré le 15 février à la raffinerie Nanticoke de l'Impériale, d'une grève nationale des chemins de fer et d'autres problèmes d'exploitation dans le secteur. L'installation de Nanticoke a été réparée en toute sécurité et aussi rapidement que possible, ce qui a permis à la raffinerie de reprendre ses activités à plein régime à la mi-mars.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Faits saillants de nature financière (sans vérification)

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)		
Ressources naturelles	563	397
Produits pétroliers	198	199
Produits chimiques	28	39
Comptes non sectoriels	(15)	(44)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	774	591
Flux de trésorerie d'exploitation	275	(38)
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	216	322
Données par action (en dollars) a)		
Bénéfice net de base	0,82	0,60
Bénéfice net dilué	0,81	0,59
Dividendes	0,08	0,08
Cours de l'action – à la clôture le 31 mars		
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)	42,80	41,91
American Stock Exchange (en dollars américains)	37,12	35,85

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

RAPPORT DE GESTION

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net de la compagnie pour le premier trimestre de 2007 s'est élevé à 774 M\$ (0,81 \$ l'action) sur une base diluée, comparativement à 591 M\$ (0,59 \$ l'action) pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les principaux facteurs à l'origine de la progression des résultats sont la hausse du prix touché pour le pétrole lourd de Cold Lake et l'accroissement de la production de Syncrude qui, ensemble, ont totalisé environ 180 M\$. Cette progression s'explique aussi par une baisse d'environ 90 M\$ des charges d'exploitation et des charges liées à la rémunération à base d'actions et par une hausse des gains à la cession d'actifs d'environ 85 M\$. Ces facteurs ont été en partie annulés par le recul de la production tirée des ressources classiques, la baisse du prix touché pour le gaz naturel et l'augmentation des redevances sur la production du pétrole lourd de Cold Lake qui ont totalisé environ 165 M\$. L'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur a été pour l'essentiel annulé par les arrêts d'installations de raffinerie.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Ressources naturelles

Le bénéfice net tiré des ressources naturelles au premier trimestre s'est établi à 563 M\$ contre 397 M\$ en 2006. L'augmentation est avant tout attribuable à la hausse du prix touché pour le pétrole lourd de Cold Lake, qui a rapporté environ 120 M\$, et à l'accroissement de la production de Syncrude, dont l'apport a été d'environ 60 M\$. La baisse d'environ 50 M\$ de l'amortissement, des coûts d'énergie et des charges d'exploitation a aussi contribué à la progression des résultats. Ces facteurs ont été en partie annulés par la baisse de la production de pétrole brut classique, de liquides du gaz naturel (LGN) et de gaz naturel, qui a retranché environ 65 M\$ aux résultats, par le recul du prix touché pour le gaz naturel, qui a effectué une ponction de 60 M\$, et la hausse des redevances sur la production de pétrole lourd de Cold Lake, qui a retranché environ 40 M\$. Le bénéfice net du premier trimestre de 2007 comprend un gain de 91 M\$ réalisé à la vente de la participation de la compagnie dans un bien producteur.

Le prix moyen touché pour le pétrole brut classique au premier trimestre a reculé d'environ 2 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Quant au prix moyen touché pour le pétrole lourd de Cold Lake, il a bondi de plus de 50 % au premier trimestre de 2007, ce qui témoigne avant tout de la diminution de l'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole lourd de Cold Lake. Le prix touché pour le gaz naturel s'est établi en moyenne à 7,75 \$ le millier de pieds cubes au premier trimestre, contre 9,40 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Au premier trimestre, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est élevée à 266 000 barils par jour, contre 263 000 au premier trimestre de 2006.

La production brute de pétrole lourd de Cold Lake s'est établie en moyenne à 144 000 barils par jour au cours du premier trimestre, contre 150 000 au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le recul de la production tient à la nature cyclique de la production de Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée à 74 000 barils par jour au premier trimestre, contre 51 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. La production tirée de la nouvelle unité de cokéfaction de la troisième phase a été en partie effacée par la baisse de la production de l'exploitation de base, du fait de travaux d'entretien imprévus qu'il a fallu exécuter à une unité de cokéfaction existante. Cette unité a depuis repris son activité normale.

Au cours du premier trimestre, la production brute moyenne de pétrole brut classique s'est chiffrée à 30 000 barils par jour, contre 33 000 pour la période correspondante de 2006. La baisse naturelle du rendement des gisements du bassin de l'Ouest canadien explique en grande partie la diminution de la production.

La production brute de LGN mise en vente s'est établie à 18 000 barils par jour pour le premier trimestre, contre 29 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse de production enregistrée au premier trimestre est avant tout attribuable à la diminution de la teneur en LGN du gaz produit à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel au cours du premier trimestre de 2007 a fléchi pour se situer à 525 millions de pieds cubes par jour, contre 580 millions pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le recul de la production vient de la diminution naturelle du rendement du bassin de l'Ouest canadien.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

RAPPORT DE GESTION (suite)

En février, l'Alberta Energy and Utilities Board et le gouvernement du Canada ont donné leur approbation réglementaire conditionnelle au projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearn de la compagnie, à la suite d'un examen conjoint du projet par les autorités fédérales et provinciales. Les prochaines étapes pour la compagnie sont d'étudier les conditions de l'approbation et de faire avancer les travaux techniques pour définir la conception du projet, les stratégies d'exécution et estimer le coût du projet.

En mars, la compagnie, au nom des coentrepreneurs du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, a déposé une mise à jour du coût et du calendrier du projet auprès de l'Office national de l'énergie et du comité mixte d'étude. Cette mise à jour situe le coût du réseau de collecte de gaz à 3,5 G\$, celui du gazoduc de la vallée du Mackenzie à 7,8 G\$ et la mise en valeur des principaux gisements à 4,9 G\$. Les prochaines activités dans le cadre de ce projet porteront sur le processus réglementaire et comprendront des pourparlers avec le gouvernement fédéral sur le cadre fiscal. Le calendrier de réalisations du projet est incertain, mais le démarrage de la production ne devrait pas avoir lieu avant 2014 et dépendra des progrès qui seront réalisés sur les questions d'ordre réglementaire et fiscal.

En mars, la compagnie a vendu sa participation dans un bien producteur de gaz naturel, situé en Colombie-Britannique, pour un produit net d'environ 156 M\$, réalisant ainsi un gain d'environ 91 M\$. La quote-part de la compagnie dans la production de gaz naturel de ce bien s'est établie à environ 5 millions de pieds cubes en moyenne par jour en 2006.

En avril, au terme d'une étude d'évaluation des possibilités qui s'offraient, la compagnie a confirmé son intention de conclure un contrat de services de gestion avec Syncrude Canada Ltée pour offrir à la coentreprise Syncrude des services dans les domaines de l'exploitation, de la technique et de la gestion d'entreprise. Selon les termes du contrat, la compagnie et ExxonMobil appuieront la direction et des personnes occupant certains postes chez Syncrude, et des équipes d'experts aideront à mettre en œuvre des pratiques et des systèmes jugés exemplaires sur la scène mondiale.

En avril, le puits de recherche foré avec des coentrepreneurs dans le bassin Orphan, au large de la côte est de Terre-Neuve, a été achevé. Les résultats tirés de ce puits serviront à planifier les forages futurs dans la région.

Produits pétroliers

Le bénéfice net tiré des produits pétroliers s'est chiffré à 198 M\$ au cours du premier trimestre de 2007, contre 199 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. L'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, qui a rapporté environ 40 M\$ au premier trimestre, a été pour ainsi dire annulé par des arrêts d'installations de raffinerie, qui ont pesé à la fois sur l'offre des raffineries aux clients et les charges d'exploitation.

Produits chimiques

Le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est élevé à 28 M\$ au premier trimestre, contre 39 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La contraction des marges sur les produits à base de polyéthylène dans l'ensemble du secteur explique en grande partie la baisse des résultats.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Comptes non sectoriels

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 15 M\$ au premier trimestre, contre un solde négatif de 44 M\$ pour la même période de 2006. L'évolution favorable des résultats est avant tout attribuable à la diminution des charges liées à la rémunération à base d'actions.

TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont atteint 275 M\$ au premier trimestre de 2007, alors qu'ils avaient affiché un solde négatif de 38 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation découle avant tout de la hausse du bénéfice net et de la baisse des besoins généraux du fonds de roulement.

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration se sont chiffrés à 216 M\$ au premier trimestre, en regard de 322 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. Dans le secteur des ressources naturelles, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont servi à poursuivre les forages d'extension en cours ainsi que 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 du Canada 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 surtout à des projets visant à accroître l'efficacité opérationnelle et à moderniser le réseau des points de vente Esso.

Au cours du trimestre, la compagnie a racheté environ 13,6 millions d'actions pour 569 M\$. En vertu de l'actuel programme de rachat d'actions, lancé le 23 juin 2006, la compagnie a racheté environ 36 millions d'actions, et peut en racheter encore 12 millions avant le 22 juin 2007, date à laquelle le programme vient à échéance.

Les dividendes en espèces versés au premier trimestre de 2007 ont atteint 76 M\$, alors qu'ils avaient été de 80 M\$ au premier trimestre de 2006. Le dividende par action versé au cours du premier trimestre s'est établi à 0,08 \$, tout comme pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les facteurs précités ont entraîné une diminution du solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie, qui s'est établi à 1 770 M\$ au 31 mars 2007, comparativement à 2 158 M\$ à la fin de 2006.

INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LES RISQUES DE MARCHÉ

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

La province d'Alberta a édicté un règlement prenant effet le 1^{er} juillet 2007 qui vise à limiter les émissions de gaz à effet de serre des grands établissements industriels. La compagnie estime que l'adoption de ce règlement n'aura pas un effet défavorable important sur ses activités d'exploitation ni sur sa situation financière.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

RAPPORT DE GESTION (suite)

Sensibilité des résultats a) en millions de dollars après impôts	
Diminution (augmentation) de 0,09 \$ de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-) 475

La sensibilité du bénéfice net aux variations du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain s'est accrue depuis la fin de l'exercice 2006 d'environ 8 M\$ après impôts pour chaque variation de 0,01 \$. Cette sensibilité accrue s'explique avant tout par la diminution de l'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole lourd de Cold Lake et par l'élargissement des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur.

a) Le montant servant à illustrer l'incidence de ce facteur correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur de la monnaie 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)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
en millions de dollars canadiens		
PRODUITS ET AUTRES REVENUS		
Produits d'exploitation a) b)	5 767	5 786
Revenus de placement et d'autres sources 4)	167	32
TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS	5 934	5 818
CHARGES		
Exploration	28	10
Achats de pétrole brut et de produits c)	3 153	3 134
Production et fabrication 5) d)	846	922
Frais de vente et frais généraux 5)	286	338
Taxe d'accise fédérale a)	305	303
Amortissement et épuisement	189	216
Frais de financement 6) e)	12	5
TOTAL DES CHARGES	4 819	4 928
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 115	890
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	341	299
BÉNÉFICE NET 3)	774	591
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DE BASE (en dollars) 9)	0,82	0,60
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DILUÉ (en dollars) 9)	0,81	0,59
DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 9)	0,08	0,08

- a) Taxe d'accise fédérale de 305 M\$ comprise dans les produits d'exploitation (303 M\$ en 2006).
b) Les produits d'exploitation comprennent des sommes remboursables par des apparentés de 439 M\$ (493 M\$ en 2006).
c) Les achats de pétrole brut et de produits comprennent des sommes remboursables par des apparentés de 750 M\$ (1 125 M\$ en 2006).
d) Les frais de production et de fabrication comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 34 M\$ (33 M\$ en 2006).
e) Les frais de financement comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 9 M\$ (7 M\$ en 2006).

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

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE (selon les PCGR des États-Unis, sans vérification) rentrées (sorties) en millions de dollars canadiens	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	774	591
Ajustement au titre d'éléments hors trésorerie :		
Amortissement et épuiement	189	216
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 4)	(93)	(8)
Charge d'impôts futurs et autres	71	95
Variation de l'actif et du passif d'exploitation :		
Comptes débiteurs	(116)	211
Stocks et frais payés d'avance	(269)	(452)
Impôts sur les bénéfices à payer	(424)	(363)
Comptes créditeurs	270	(36)
Autres postes - montant net a)	(127)	(292)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	275	(38)
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles	(188)	(312)
Produit de la vente d'actifs	169	27
Prêts à une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	-	(1)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(19)	(286)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Remboursement de la dette à long terme	(1)	(1)
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options sur actions	2	1
Actions ordinaires rachetées 9)	(569)	(542)
Dividendes versés	(76)	(80)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(644)	(622)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE	(388)	(946)
ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	2 158	1 661
ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE	1 770	715
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite.	(147)	(353)

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

BILAN CONSOLIDÉ		
(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)		
	Au 31 mars 2007	Au 31 déc. 2006
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	1 770	2 158
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	1 986	1 871
Stocks de pétrole brut et de produits	801	556
Matières, fournitures et frais payés d'avance	176	151
Actif d'impôts futurs	576	573
Total de l'actif à court terme	<u>5 309</u>	<u>5 309</u>
Placements, participations et autres actifs à long terme	641	104
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	22 509	22 478
Immobilisations corporelles - montant net	<u>12 081</u>	<u>12 021</u>
Immobilisations corporelles - montant net	10 428	10 457
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	66	67
TOTAL DE L'ACTIF	<u>16 648</u>	<u>16 141</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Dette à court terme	171	171
Comptes créditeurs et charges à payer 8) a)	3 349	3 080
Impôts sur les bénéfices à payer	1 143	1 190
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an 7) b)	1 225	907
Total du passif à court terme	<u>5 888</u>	<u>5 348</u>
Dette à long terme 7) c)	40	359
Autres obligations à long terme 8)	1 725	1 683
Passif d'impôts futurs	1 454	1 345
TOTAL DU PASSIF	<u>9 107</u>	<u>8 735</u>
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 9) d)	1 655	1 677
Bénéfices non répartis 10)	6 630	6 462
Cumul des autres variations du résultat étendu 11)	(744)	(733)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>7 541</u>	<u>7 406</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>16 648</u>	<u>16 141</u>

a) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 227 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 818 M\$ (500 M\$ en 2006).

c) La dette à long terme ne comprend aucune somme remboursable à des apparentés (318 M\$ en 2006).

d) Le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 940 millions (953 millions en 2006).

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

Approuvé par le Conseil le 1er mai 2007



Président du Conseil, président et
chef de la direction



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 mars 2007 et au 31 décembre 2006, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des trimestres terminés les 31 mars 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 du trimestre terminé le 31 mars 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, en partie annulé par une augmentation des réserves aux fins de l'impôt.

Au 1er janvier 2007, les économies d'impôt non comptabilisées s'élevaient à 142 M\$. Le taux d'imposition effectif de la compagnie diminuera si ces économies d'impôt sont comptabilisées ultérieurement.

Les déclarations fiscales que la compagnie a soumises de 2002 à 2006 sont examinées par l'administration fiscale. L'Agence du revenu du Canada (ARC) a proposé certains ajustements aux déclarations de plusieurs années comprises dans la période 1987 à 2001. La direction évalue actuellement les ajustements proposés. La direction estime que plusieurs questions pendantes, antérieures à 2002, devraient être résolues en 2007. L'incidence de ces questions sur les économies d'impôt non comptabilisées et leurs effets sur les résultats, le cas échéant, devraient être peu 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

Trimestres terminés les 31 mars en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	1 139	1 146	4 318	4 278	310	362
Ventes intersectorielles	918	828	506	601	82	88
Revenus de placement et d'autres sources	135	10	10	8	-	-
	2 192	1 984	4 834	4 887	392	450
CHARGES						
Exploration b)	28	10	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	718	662	3 657	3 674	284	314
Production et fabrication	509	559	291	311	46	53
Frais de vente et frais généraux	2	3	233	241	18	20
Taxe d'accise fédérale	-	-	305	303	-	-
Amortissement et épuiement	124	156	61	56	3	3
Frais de financement	2	-	-	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	1 383	1 390	4 547	4 585	351	390
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES						
	809	594	287	302	41	60
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES						
	246	197	89	103	13	21
BÉNÉFICE NET						
	563	397	198	199	28	39
Ventes à l'exportation aux États-Unis						
	364	425	222	266	179	216
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation						
	267	185	(19)	(163)	(52)	(21)
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)						
	171	217	35	95	3	-
Total de l'actif au 31 mars	7 971	7 167	6 737	6 653	495	518
Capital utilisé au 31 mars	4 319	4 383	3 564	3 456	319	331

Trimestres terminés les 31 mars en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	5 767	5 786
Ventes intersectorielles	-	-	(1 506)	(1 517)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	22	14	-	-	167	32
	22	14	(1 506)	(1 517)	5 934	5 818
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	28	10
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 506)	(1 516)	3 153	3 134
Production et fabrication	-	-	-	(1)	846	922
Frais de vente et frais généraux	33	74	-	-	286	338
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	305	303
Amortissement et épuiement	1	1	-	-	189	216
Frais de financement	10	5	-	-	12	5
TOTAL DES CHARGES	44	80	(1 506)	(1 517)	4 819	4 928
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES						
	(22)	(66)	-	-	1 115	890
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES						
	(7)	(22)	-	-	341	299
BÉNÉFICE NET						
	(15)	(44)	-	-	774	591
Ventes à l'exportation aux États-Unis						
	-	-	-	-	765	907
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation						
	79	(39)	-	-	275	(38)
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)						
	7	10	-	-	216	322
Total de l'actif au 31 mars	1 777	1 029	(332)	(382)	16 648	14 985
Capital utilisé au 31 mars	832	(70)	-	-	9 034	8 100

- 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.

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	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Produit de la vente d'actifs	169	27
Valeur comptable des actifs vendus	38	16
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	131	11
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	93	8

a) Le premier trimestre de 2007 a donné lieu à un gain de 129 M\$ (91 M\$ après impôts) à la vente d'un bien producteur.

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	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Prestations de retraite :		
Coût des services rendus de la période	25	25
Intérêts débiteurs	61	60
Rendement prévu de l'actif des régimes	(82)	(75)
Amortissement du coût des services passés	5	5
Perte actuarielle constatée	19	29
Coût net des prestations constituées	28	44
Avantages complémentaires de retraite		
Coût des services rendus de la période	1	2
Intérêts débiteurs	6	6
Perte actuarielle constatée	2	2
Coût net des prestations constituées	9	10

6. Frais de financement

en millions de dollars	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Intérêts sur la dette	16	14
Intérêts capitalisés	(7)	(10)
Intérêts débiteurs nets	9	4
Autres intérêts	3	1
Total des frais de financement	12	5

7. Dette à long terme

Année d'émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Au	Au
			31 mars 2007	31 déc. 2006
En millions de dollars				
2003	250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et 250 M\$ échéant le 26 août 2007	variable	-	-
2003	19 janvier 2008	variable	-	318
Dette à long terme			-	318
Contrats de location-acquisition			40	41
Total de la dette à long terme a)			40	359

a) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 1 225 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 31 mars 2007	Au 31 déc. 2006
en millions de dollars		
Avantages de retraite a)	905	1 017
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	442	438
Autres obligations	378	228
Total des autres obligations à long terme	1 725	1 683

a) Le total des avantages de retraite comptabilisés comprend aussi une somme de 55 M\$ 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 une somme de 97 M\$ dans le passif à court terme (97 M\$ au 31 décembre 2006).

9. Actions ordinaires

	Au 31 mars 2007	Au 31 déc. 2006
en milliers d'actions		
Actions ordinaires autorisées	1 100 000	1 100 000
Actions ordinaires en circulation	939 564	952 988

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 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 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 - 2005	750,1	8 635
2006 - premier trimestre	14,1	542
- exercice complet	45,5	1 818
2007 - premier trimestre	13,6	569
Achats cumulatifs à ce jour	809,2	11 022

Exxon Mobil Corporation a pris part à ces programmes de manière à conserver sa participation de 69,6 % dans l'Impériale.

L'excédent du coût d'achat sur la valeur attribuée des actions a été inscrit à titre de distribution des bénéfices non répartis.

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

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base		
Bénéfice net (en millions de dollars)	774	591
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	948,8	992,9
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,82	0,60
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué		
Bénéfice net (en millions de dollars)	774	591
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	948,8	992,9
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	9,5	4,3
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	958,3	997,2
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,81	0,59

10. Bénéfices non répartis

en millions de dollars	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	6 462	5 466
Incidence cumulative d'une modification comptable 2)	14	-
Bénéfice net de la période	774	591
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(545)	(518)
Dividendes	(75)	(79)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	6 630	5 460

11. Résultat étendu

en millions de dollars	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Bénéfice net	774	591
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (amortissement exclus)	(28)	-
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite compris dans le coût net des prestations constituées de la période	17	-
Autres éléments du résultat étendu	(11)	-
Total du résultat étendu	763	591

DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

Trimestres terminés
les 31 mars**2007** 2006**PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN**

(en milliers de barils par jour)

Cold Lake	144	150
Syncrude	74	51
Pétrole classique	30	33
Total de la production de pétrole brut	248	234
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	18	29
Total de la production de pétrole brut et de LGN	266	263

PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN

(en milliers de barils par jour)

Cold Lake	123	139
Syncrude	63	51
Pétrole classique	22	24
Total de la production de pétrole brut	208	214
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	14	24
Total de la production de pétrole brut et de LGN	222	238

VENTES DU MÉLANGE DE COLD LAKE (en milliers de barils par jour)**194** 200**VENTES DE LGN (en milliers de barils par jour)****29** 40**GAZ NATUREL (en millions de pieds cubes par jour)**

Production brute	525	580
Production nette	456	520
Ventes	478	533

PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens)

Pétrole brut classique (par baril)	62,25	63,59
LGN (par baril)	43,68	42,65
Gaz naturel (pour un millier de pieds cubes)	7,75	9,40
Brut de référence d'Edmonton (par baril)	67,89	68,88
Pétrole lourd de Hardisty (Bow River, par baril)	51,34	40,26

VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour)

Essence	30,1	30,9
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	28,4	29,0
Mazout lourd	3,9	5,3
Huiles lubrifiantes et autres produits	5,8	6,7
Ventes nettes de produits pétroliers	68,2	71,9

DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en milliers de barils par jour)**441** 486**UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (en pourcentage)****88** 97**VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES (en milliers de tonnes par jour)****3,0** 3,1

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT (sans vérification)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a) (sur quatre trimestres, en pourcentage)	36,9	35,2
RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES (sur quatre trimestres, en pourcentage)	44,3	43,2
COUVERTURE DES INTÉRÊTS PAR LE BÉNÉFICE (sur quatre trimestres, en pourcentage)	67,5	88,9
ACTIONNARIAT		
Actions en circulation (en milliers)		
Nombre moyen pondéré mensuellement	948 751	992 886
Au 31 mars	939 564	983 884
Nombre d'actionnaires		
Au 31 mars	13 424	13 926
COURS DE L'ACTION b)		
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)		
Haut	43,75	42,28
Bas	37,40	35,36
À la clôture le 31 mars	42,80	41,91
American Stock Exchange (en dollars américains)		
Haut	38,29	36,67
Bas	31,87	30,54
À la clôture le 31 mars	37,12	35,85

- a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net, exclusion faite des frais de financement après impôts, divisé par la moyenne du capital utilisé sur quatre trimestres.
- b) Ajusté pour tenir compte de la division par trois des actions.

Renseignements sur les dividendes et l'achat d'actions

	2007	2007	2007	2008
	2 ^e trimestre	3 ^e trimestre	4 ^e trimestre	1 ^e trimestre
Date de déclaration de dividende	22 mai	28 août	20 novembre	31 janvier
Date de clôture des registres	6 juin	10 septembre	30 novembre	3 mars
Date de paiement des dividendes	1 ^{er} juillet	1 ^{er} octobre	1 ^{er} janvier 2008	1 ^{er} avril
Date limite d'achat d'actions (date limite de datation et de réception du chèque destiné à l'achat d'actions)	15 juin	17 septembre	13 décembre	17 mars
Date d'investissement (date à laquelle la compagnie place les fonds du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions)	3 juillet	2 octobre	2 janvier 2008	2 avril

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) 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

