



Rapport trimestriel 2

SEMESTRE TERMINÉ LE 30 JUIN 2007

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

Calgary, le 2 août 2007 – L'Impériale a déclaré aujourd'hui un bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2007 de 712 M\$ (0,76 \$ l'action) contre 837 M\$ (0,85 \$ l'action) pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier semestre de l'exercice s'est élevé à 1 486 M\$ (1,57 \$ l'action) contre 1 428 M\$ (1,44 \$ l'action) pour le premier semestre de 2006.

Le bénéfice du deuxième trimestre a été inférieur à celui de la période correspondante de 2006 par suite principalement de l'absence des retombées favorables qu'ont eues les modifications de taux d'imposition déclarées au deuxième trimestre de l'exercice précédent, de la hausse des charges liées à la rémunération à base d'actions et de la baisse du prix touché pour le pétrole brut. Ces facteurs ont été en partie annulés par l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur et par l'incidence favorable qu'a eue la diminution des activités liées à des projets et à l'entretien des raffineries.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont élevés à 200 M\$ au deuxième trimestre, contre 283 M\$ au cours du trimestre correspondant de 2006. Pour le premier semestre de 2007, ces frais et dépenses se sont établis à 416 M\$ contre 605 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Au cours du premier semestre de 2007, la compagnie a racheté environ 26,6 millions d'actions en contrepartie de 1 191 M\$. Au 30 juin 2007, le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie s'élevait à 2 037 M\$ contre 2 158 M\$ à la fin de 2006.

« L'approche cohérente de l'Impériale en matière d'investissement, jumelée à l'importance accordée à l'excellence opérationnelle, continue de produire de solides résultats, a déclaré le président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, Tim Hearn. Notre priorité est de financer toutes les possibilités d'investissement de qualité pour ensuite verser les surplus aux actionnaires. Certains événements du deuxième trimestre témoignent de cet engagement, soit l'acquisition d'avoirs fonciers supplémentaires dans le Nord, le relèvement du dividende trimestriel et la poursuite du programme de rachat d'actions », a-t-il précisé.

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

Acquisition d'une parcelle à explorer dans la mer de Beaufort

En juillet, l'Impériale, de concert avec le coentrepreneur ExxonMobil Canada, a acquis les droits d'exploration d'une parcelle dans la mer de Beaufort. La quote-part de 50 % de la compagnie dans les frais d'exploration prévus se chiffre à environ 293 M\$, l'engagement minimal se chiffrant à 73 M\$. Cette parcelle constitue un ajout important aux avoirs fonciers non mis en valeur de l'Impériale. Bien que l'Arctique demeure une zone pionnière à forte intensité technologique dont le potentiel est élevé, elle offre la possibilité d'accroître les ressources de la compagnie dans la mer de Beaufort et s'inscrit dans la logique de son intérêt renouvelé pour le développement énergétique au Canada.

Déclaration du dividende du deuxième trimestre, en hausse de plus de 12 %

En mai, l'Impériale a déclaré un dividende trimestriel de 0,09 \$ l'action sur les actions ordinaires en circulation de la compagnie, payable le 1^{er} juillet 2007 aux actionnaires inscrits sur les registres à la fermeture des bureaux le 6 juin 2007. Le dividende du premier trimestre du présent exercice s'élevait à 0,08 \$ l'action. La compagnie sert un dividende tous les ans depuis plus d'un siècle et a relevé le dividende qu'elle verse annuellement au cours des treize dernières années.

Poursuite du programme de rachat d'actions

En juin, l'Impériale a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer une autre offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités* pour prolonger le programme de rachat d'actions existant. La compagnie sera autorisée à racheter jusqu'à 5 % des actions ordinaires actuellement en circulation, soit environ 46,5 millions d'actions, au cours des 12 prochains mois. Comme dans le passé, Exxon Mobil Corporation participera au nouveau programme afin de maintenir sa participation dans l'Impériale à 69,6 %.

* *On peut se procurer, sans frais, un exemplaire de l'avis d'intention de lancer une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités déposé auprès de la Bourse de Toronto le 21 juin 2007, sur www.sedar.com ou en s'adressant à l'Impériale, à l'attention du vice-président, directeur juridique et secrétaire général, au 237 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canada T2P 3M9.*

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Faits saillants de nature financière (sans vérification)

	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	460	754	1 023	1 151
Produits pétroliers	314	62	512	261
Produits chimiques	22	31	50	70
Comptes non sectoriels	(84)	(10)	(99)	(54)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	712	837	1 486	1 428
Flux de trésorerie d'exploitation	1 125	926	1 400	888
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	200	283	416	605
Données par action (en dollars)				
Bénéfice net de base	0,76	0,85	1,58	1,45
Bénéfice net dilué	0,76	0,85	1,57	1,44
Dividendes	0,09	0,08	0,17	0,16
Cours de l'action – à la clôture le 30 juin				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			49,59	40,78
American Stock Exchange (en dollars américains)			46,34	36,50

RAPPORT DE GESTION

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net de la compagnie pour le deuxième trimestre de 2007 s'est élevé à 712 M\$ (0,76 \$ l'action) sur une base diluée, comparativement à 837 M\$ (0,85 \$ l'action) pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier semestre de 2007 s'est chiffré à 1 486 M\$ (1,57 \$ l'action) sur une base diluée, contre 1 428 M\$ (1,44 \$ l'action) pour le premier semestre de 2006.

Le bénéfice du deuxième trimestre a été inférieur à celui de la période correspondante de 2006, par suite principalement de l'absence de l'incidence favorable qu'ont eue les modifications de taux d'imposition qui avaient ajouté environ 120 M\$ aux résultats déclarés au deuxième trimestre de 2006, et de la hausse des charges liées à la rémunération à base d'actions de 65 M\$ environ. Le bénéfice a aussi reculé du fait de la baisse du prix touché pour le pétrole brut, qui a retranché environ 120 M\$ aux résultats, et de la hausse des coûts d'énergie et des frais d'exploration de 50 M\$ environ. Ces facteurs ont été en partie annulés par l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, qui ont ajouté 115 M\$ aux résultats, par les retombées favorables d'environ 100 M\$ consécutives à la diminution des activités liées à l'entretien des raffineries et à des projets, et à la hausse des prix obtenus pour les liquides du gaz naturel (LGN) et le gaz naturel, qui a rapporté environ 30 M\$.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Pour le premier semestre, le bénéfice a augmenté par suite surtout de l'élargissement généralisé des marges de raffinage et de commercialisation, qui a ajouté 160 M\$ aux résultats, et de la hausse de la production de Syncrude, qui a rapporté environ 80 M\$. Les gains à la cession d'actifs ont aussi été plus élevés en 2007 d'environ 50 M\$. La hausse du bénéfice a été en partie annulée par la diminution de la production d'hydrocarbures classiques, qui a retranché environ 105 M\$, et par l'absence des retombées favorables d'environ 120 M\$ qu'avaient eues les modifications de taux d'imposition déclarées en 2006.

Ressources naturelles

Le bénéfice net tiré des ressources naturelles pour le deuxième trimestre s'est établi à 460 M\$ contre 754 M\$ pour la période correspondante de 2006. Le bénéfice a régressé principalement par suite de la baisse du prix touché pour le pétrole brut, qui a retranché environ 120 M\$, de la hausse des coûts d'énergie et des frais d'exploration d'environ 50 M\$ et de l'appréciation du dollar canadien qui a retranché environ 15 M\$. Le bénéfice a aussi reculé du fait des réductions de taux d'imposition d'environ 160 M\$ dont avait bénéficié le deuxième trimestre de 2006. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation des prix touchés pour les LGN et le gaz naturel, qui ont totalisé environ 30 M\$. L'incidence des volumes de production sur le bénéfice a été mixte, la hausse de la production nette de Cold Lake et de Syncrude, qui a rapporté environ 60 M\$, ayant été en partie effacée par la baisse de la production de gaz naturel, qui a retranché environ 35 M\$.

Le bénéfice net du premier semestre s'est dégagé à 1 023 M\$ contre 1 151 M\$ au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice a fléchi essentiellement par suite de la baisse de la production de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel, qui a retranché environ 105 M\$. Le bénéfice a aussi été inférieur du fait de l'absence de l'incidence des réductions de taux d'imposition d'environ 160 M\$ déclarées en 2006. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de la production de Syncrude, qui a rapporté environ 80 M\$. La hausse du prix obtenu pour le pétrole lourd de Cold Lake, qui a rapporté environ 25 M\$, a été annulée par la baisse du prix touché pour le gaz naturel, qui a retranché environ 30 M\$. Les gains à la cession d'actifs ont été supérieurs d'environ 50 M\$ en 2007.

Le prix moyen touché par la compagnie pour le pétrole brut classique a reculé d'environ 11 % au deuxième trimestre et d'environ 7 % au cours du premier semestre par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, reflétant ainsi le recul des cours mondiaux du pétrole. Le prix moyen obtenu pour le pétrole lourd de Cold Lake au deuxième trimestre a cédé plus de 20 % par rapport au deuxième trimestre de 2006, l'écart entre les prix du brut léger et du brut lourd de Cold Lake s'étant creusé. Cependant, pour le premier semestre de 2007, le prix moyen touché pour le pétrole lourd de Cold Lake est resté légèrement supérieur à celui de la période correspondante de 2006. Le prix obtenu pour le gaz naturel s'est établi en moyenne à 7,61 \$ le millier de pieds cubes au deuxième trimestre, contre 6,52 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour le premier semestre, le prix touché pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 7,68 \$ le millier de pieds cubes en 2007, contre 7,99 \$ au cours de la période correspondante de 2006.

La production brute de pétrole brut et de LGN du deuxième trimestre s'est élevée à 263 000 barils par jour, contre 273 000 au deuxième trimestre de 2006. Pour le premier semestre de l'exercice en cours, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 266 000 barils par jour, contre 269 000 pour la période correspondante de 2006.

La production brute de pétrole lourd de Cold Lake a atteint en moyenne 150 000 barils par jour au cours du deuxième trimestre, contre 157 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice

RAPPORT DE GESTION (suite)

précédent. Pour le premier semestre, cette production brute s'est élevée à 148 000 barils par jour contre 154 000 pour la période correspondante de 2006. Le recul de la production est avant tout attribuable aux travaux d'entretien et à la nature cyclique de la production de Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée à 66 000 barils par jour au deuxième trimestre, contre 60 000 au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Pour le premier semestre, cette quote-part s'est établie en moyenne à 70 000 barils par jour en 2007 contre 56 000 pour la période correspondante de 2006. La production accrue de la nouvelle unité de cokéfaction de la troisième phase a été en partie annulée par la baisse de la production consécutive aux travaux d'entretien systématique.

Au deuxième trimestre, la production brute de pétrole brut classique s'est élevée en moyenne à 29 000 barils par jour contre 31 000 au cours de la période correspondante de 2006. Pour le premier semestre, cette production s'est établie en moyenne à 30 000 barils par jour contre 32 000 au cours de la période correspondante de 2006. Le recul de la production s'explique par la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin de l'Ouest canadien.

La production brute de LGN mis en vente s'est établie à 18 000 barils par jour pour le deuxième trimestre, contre 25 000 barils pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du premier semestre de 2007, la production brute de LGN mis en vente a reculé pour s'établir à 18 000 barils par jour, alors qu'elle avait été de 27 000 pour la période correspondante de 2006, ce recul s'expliquant avant tout par la diminution de la teneur en LGN du gaz produit à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel au cours du deuxième trimestre de 2007 s'est élevée à 492 millions de pieds cubes par jour contre 557 millions de pieds cubes pour la période correspondante de l'exercice précédent. Au terme du premier semestre de l'exercice en cours, la production brute s'est établie à 508 millions de pieds cubes par jour contre 568 millions pour le premier semestre de 2006. Le recul de la production est avant tout imputable à la baisse de la production du chapeau de gaz de Wizard Lake et à la diminution naturelle du rendement d'autres propriétés productrices dans le bassin de l'Ouest canadien.

En avril, le puits d'exploration foré avec les coentrepreneurs dans le bassin Orphan, au large de la côte Est de Terre-Neuve, a été achevé. Les frais d'exploration liés à ce puits ont été pris en compte dans les résultats du deuxième trimestre. Les résultats de ce forage serviront à planifier les futurs forages dans la région.

En juillet, la compagnie a, avec le coentrepreneur ExxonMobil Canada, acquis les droits d'exploration d'une parcelle dans la mer de Beaufort. La quote-part de 50 % de la compagnie dans les frais d'exploration projetés s'élèverait à environ 293 M\$, l'engagement minimal à ce titre étant de 73 M\$.

Produits pétroliers

Le bénéfice net tiré des produits pétroliers a atteint un sommet de 314 M\$ au deuxième trimestre de 2007, en hausse de 252 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. L'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, qui a rapporté environ 115 M\$, et l'incidence favorable sur les marges et les charges d'environ 100 M\$ liées à la réduction des travaux d'entretien et de l'activité liée aux projets en cours ont été les principaux facteurs à l'origine de cette hausse. Le bénéfice a aussi augmenté du fait de

RAPPORT DE GESTION (suite)

l'absence de l'incidence défavorable qu'ont eue les modifications de taux d'imposition qui avaient retranché environ 40 M\$ des résultats du deuxième trimestre de 2006.

Le bénéfice net du premier semestre s'est dégagé à 512 M\$ contre 251 M\$ pour la période correspondante de 2006. L'augmentation du bénéfice est avant tout attribuable à l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, qui a rapporté environ 160 M\$, et aux retombées favorables d'environ 50 M\$ qu'a eues la baisse des travaux d'entretien dans les raffineries et de l'activité liée aux projets en cours. Le bénéfice a aussi monté du fait de l'absence de l'incidence défavorable qu'ont eue les modifications de taux d'imposition en ayant retranché environ 40 M\$ des résultats de 2006.

Produits chimiques

Le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est élevé à 22 M\$ au deuxième trimestre, contre 31 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier semestre s'est chiffré à 50 M\$ contre 70 M\$ pour celui de 2006. La diminution du bénéfice découle principalement de la contraction des marges sur les produits à base de polyéthylène dans l'ensemble du secteur.

Comptes non sectoriels

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 84 M\$ au deuxième trimestre, contre un solde négatif de 10 M\$ pour la période correspondante de 2006. Les résultats nets du premier semestre ont donné lieu à un solde négatif de 99 M\$ contre un solde négatif de 54 M\$ pour l'exercice précédent. L'évolution défavorable des résultats est avant tout imputable à la hausse des charges liées à la rémunération à base d'actions.

TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie d'exploitation ont atteint 1 125 M\$ au deuxième trimestre de 2007, soit 199 M\$ de plus que pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique avant tout par la baisse des besoins en fonds de roulement. Depuis le début de l'exercice en cours, les flux de trésorerie d'exploitation ont atteint 1 400 M\$, en hausse de 512 M\$ par rapport au premier semestre de 2006. Les principales raisons de cette augmentation sont la baisse des besoins en fonds de roulement et la diminution des fonds à affecter aux régimes de retraite des employés.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont chiffrés à 200 M\$ au deuxième trimestre, en regard de 283 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006, et à 416 M\$ pour le premier semestre de 2007 contre 605 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution des dépenses est avant tout attribuable à l'achèvement de la troisième phase de l'agrandissement de l'unité de valorisation de Syncrude et à la fin du projet visant à fabriquer du carburant diesel à très faible teneur en soufre. En 2007, dans le secteur des ressources naturelles, les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration ont servi à poursuivre les forages d'extension et les programmes en cours 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 du gaz du Mackenzie. Dans le secteur des produits pétroliers, les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement à des projets visant à accroître l'efficacité opérationnelle et à moderniser le réseau des points de vente Esso.

Au deuxième trimestre de 2007, la compagnie a racheté à leur échéance les 404 M\$ restants de ses billets à moyen terme, pour les remplacer par du papier commercial à court terme canadien.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Au cours de cette période, la compagnie a aussi remboursé un emprunt à taux variable de 250 M\$ à son échéance pour le remplacer par un emprunt à taux variable à long terme de 250 M\$ contracté auprès d'un membre du groupe Exxon Mobil Corporation, à un taux d'intérêt équivalant aux taux du marché canadien.

En juin, la compagnie a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer une autre offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités pour prolonger le programme de rachat d'actions venu à échéance le 22 juin 2007. Le nouveau programme permet à la compagnie de racheter 46,5 millions d'actions au cours de la période allant du 25 juin 2007 au 24 juin 2008. Au cours du premier semestre de 2007, la compagnie a racheté environ 26,6 millions d'actions contre 1 191 M\$.

Les dividendes versés au cours du premier semestre de 2007 ont atteint 152 M\$, alors qu'ils avaient été de 159 M\$ au cours de la période correspondante de 2006. Le rachat accru d'actions a réduit le nombre d'actions en circulation et donc le versement de dividendes. Le 22 mai 2007, la compagnie a déclaré un dividende trimestriel de 0,09 \$ l'action, en hausse de 0,01 \$ par rapport au trimestre précédent, payable le 1^{er} juillet 2007.

Les facteurs précités ont entraîné une diminution du solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie, qui s'établissait à 2 037 M\$ au 30 juin 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 semestre terminé le 30 juin 2007 ne diffère pas sensiblement de celle qui figure à la page 31 du rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et dans le rapport intermédiaire du trimestre terminé le 31 mars 2007.

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

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

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

en millions de dollars canadiens	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS				
Produits d'exploitation a) b)	6 299	6 604	12 066	12 390
Revenus de placement et d'autres sources 4)	40	84	207	116
TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS	6 339	6 688	12 273	12 506
CHARGES				
Exploration	43	3	71	13
Achats de pétrole brut et de produits c)	3 470	3 868	6 623	7 002
Production et fabrication 5) d)	888	925	1 734	1 847
Frais de vente et frais généraux 5)	385	277	671	615
Taxe d'accise fédérale a)	324	315	629	618
Amortissement et épuisement	198	214	387	430
Frais de financement 6) e)	11	2	23	7
TOTAL DES CHARGES	5 319	5 604	10 138	10 532
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 020	1 084	2 135	1 974
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	308	247	649	546
BÉNÉFICE NET 3)	712	837	1 486	1 428
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DE BASE (en dollars) 9)	0,76	0,85	1,58	1,45
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DILUÉ (en dollars) 9)	0,76	0,85	1,57	1,44
DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 9)	0,09	0,08	0,17	0,16

a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	324	315	629	618
b) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits d'exploitation	407	628	846	1 121
c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et de produits	797	858	1 547	1 983
d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les frais de production et de fabrication	47	36	81	69
e) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les frais de financement	8	8	17	15

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)

entrées (sorties) en millions de dollars canadiens	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	712	837	1 486	1 428
Ajustement au titre d'éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	198	214	387	430
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 4)	(8)	(46)	(101)	(54)
Charge d'impôts futurs et autres	(20)	(138)	51	(43)
Variation de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	(116)	(191)	(232)	20
Stocks et frais payés d'avance	71	243	(198)	(209)
Impôts sur les bénéfices à payer	16	68	(408)	(295)
Comptes créditeurs	210	(91)	480	(127)
Autres postes - montant net a)	62	30	(65)	(262)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	1 125	926	1 400	888
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Ajouts aux immobilisations				
corporelles et incorporelles	(184)	(280)	(372)	(592)
Produit de la vente d'actifs	17	107	186	134
Prêts à une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	(1)	(1)	(1)	(2)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(168)	(174)	(187)	(460)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	405	72	405	72
Remboursement de la dette à long terme	(654)	(71)	(655)	(72)
Émission d'emprunts à long terme	250	-	250	-
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options sur actions	7	3	9	4
Actions ordinaires rachetées 9)	(622)	(395)	(1 191)	(937)
Dividendes versés	(76)	(79)	(152)	(159)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(690)	(470)	(1 334)	(1 092)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE	267	282	(121)	(664)
ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	1 770	715	2 158	1 661
ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE	2 037	997	2 037	997
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite.	(6)	(3)	(153)	(356)

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

BILAN CONSOLIDÉ

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

	Au 30 juin 2007	Au 31 déc. 2006
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	2 037	2 158
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 104	1 871
Stocks de pétrole brut et de produits	740	556
Matières, fournitures et frais payés d'avance	165	151
Actif d'impôts futurs	611	573
Total de l'actif à court terme	<u>5 657</u>	<u>5 309</u>
Placements, participations et autres actifs à long terme	649	104
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	22 540	22 478
Immobilisations corporelles - montant net	<u>12 164</u>	<u>12 021</u>
Immobilisations corporelles - montant net	10 376	10 457
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	65	67
TOTAL DE L'ACTIF	<u>16 951</u>	<u>16 141</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Dettes à court terme	575	171
Comptes créditeurs et charges à payer 8) a)	3 567	3 080
Impôts sur les bénéfices à payer	1 161	1 190
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an 7) b)	572	907
Total du passif à court terme	<u>5 875</u>	<u>5 348</u>
Dettes à long terme 7) c)	289	359
Autres obligations à long terme 8)	1 769	1 683
Passif d'impôts futurs	1 446	1 345
TOTAL DU PASSIF	<u>9 379</u>	<u>8 735</u>
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 9) d)	1 639	1 677
Bénéfices non répartis 10)	6 659	6 462
Cumul des autres variations du résultat étendu 11)	(726)	(733)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>7 572</u>	<u>7 406</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>16 951</u>	<u>16 141</u>

a) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 213 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 568 M\$ (500 M\$ en 2006).

c) La dette à long terme comprend des sommes remboursables à des apparentés de 250 M\$ (318 M\$ en 2006).

d) Le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 927 millions (953 millions en 2006).

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

Approuvé par le Conseil le 2 août 2007



Président du Conseil, président et
chef de la direction



Contrôleur et
vice-président principal,
Finances et administration

1. Base de la présentation des états financiers

Les états financiers consolidés non vérifiés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique et observent les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul que celles des derniers états financiers consolidés annuels et doivent se lire en parallèle avec ceux-ci. De l'avis de la direction, l'information fournie dans les présentes reflète les régularisations et les ajustements connus qui sont nécessaires pour obtenir une présentation fidèle de la situation financière de la compagnie au 30 juin 2007 et au 31 décembre 2006, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des semestres terminés les 30 juin 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 semestre terminé le 30 juin 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.

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

Les déclarations de 2002 à 2006 de la compagnie sont examinées par le fisc. L'ARC a proposé certains ajustements aux déclarations de la compagnie pour plusieurs exercices de la période 1987 à 2001. La direction évalue actuellement les ajustements proposés. Elle estime que plusieurs questions en suspens antérieures à 2002 devraient se régler en 2007. L'incidence des économies d'impôts non constatées et leur effet sur les résultats correspondants, le cas échéant, à la suite de ces questions ne devaient pas être importants.

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

3. Résultats par secteur

Deuxième trimestre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	1 210	1 260	4 764	5 003	325	341
Ventes intersectorielles	832	1 024	551	605	91	80
Revenus de placement et d'autres sources	5	55	14	15	-	-
	2 047	2 339	5 329	5 623	416	421
CHARGES						
Exploration b)	43	3	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	706	803	3 921	4 469	317	305
Production et fabrication	527	486	313	394	48	45
Frais de vente et frais généraux	2	4	244	244	17	19
Taxe d'accise fédérale	-	-	324	315	-	-
Amortissement et épuisement	134	156	60	55	2	3
Frais de financement	1	-	1	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	1 413	1 452	4 863	5 477	384	372
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	634	887	466	146	32	49
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	174	133	152	84	10	18
BÉNÉFICE NET	460	754	314	62	22	31
Ventes à l'exportation aux États-Unis	547	530	280	226	185	199
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	675	631	491	232	(7)	88
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)	140	144	48	120	3	4
Deuxième trimestre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	6 299	6 604
Ventes intersectorielles	-	-	(1 474)	(1 709)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	21	14	-	-	40	84
	21	14	(1 474)	(1 709)	6 339	6 688
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	43	3
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 474)	(1 709)	3 470	3 868
Production et fabrication	-	-	-	-	888	925
Frais de vente et frais généraux	122	10	-	-	385	277
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	324	315
Amortissement et épuisement	2	-	-	-	198	214
Frais de financement	9	2	-	-	11	2
TOTAL DES CHARGES	133	12	(1 474)	(1 709)	5 319	5 604
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(112)	2	-	-	1 020	1 084
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(28)	12	-	-	308	247
BÉNÉFICE NET	(84)	(10)	-	-	712	837
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	1 012	955
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(34)	(25)	-	-	1 125	926
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)	9	15	-	-	200	283

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.

Semestre terminé le 30 juin en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	2 349	2 406	9 082	9 281	635	703
Ventes intersectorielles	1 750	1 852	1 057	1 206	173	168
Revenus de placement et d'autres sources	140	65	24	23	-	-
	4 239	4 323	10 163	10 510	808	871
CHARGES						
Exploration b)	71	13	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	1 424	1 465	7 578	8 143	601	619
Production et fabrication	1 036	1 045	604	705	94	98
Frais de vente et frais généraux	4	7	477	485	35	39
Taxe d'accise fédérale	-	-	629	618	-	-
Amortissement et épuisement	258	312	121	111	5	6
Frais de financement	3	-	1	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	2 796	2 842	9 410	10 062	735	762
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 443	1 481	753	448	73	109
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	420	330	241	187	23	39
BÉNÉFICE NET	1 023	1 151	512	261	50	70
Ventes à l'exportation aux États-Unis	1 022	955	502	492	364	415
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	942	816	472	69	(59)	67
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)	311	361	83	215	6	4
Total de l'actif au 30 juin	7 880	7 278	6 795	6 696	515	490
Capital utilisé au 30 juin	4 220	4 580	3 424	3 387	344	286

Semestre terminé le 30 juin en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	12 066	12 390
Ventes intersectorielles	-	-	(2 980)	(3 226)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	43	28	-	-	207	116
	43	28	(2 980)	(3 226)	12 273	12 506
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	71	13
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(2 980)	(3 225)	6 623	7 002
Production et fabrication	-	-	-	(1)	1 734	1 847
Frais de vente et frais généraux	155	84	-	-	671	615
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	629	618
Amortissement et épuisement	3	1	-	-	387	430
Frais de financement	19	7	-	-	23	7
TOTAL DES CHARGES	177	92	(2 980)	(3 226)	10 138	10 532
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(134)	(64)	-	-	2 135	1 974
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(35)	(10)	-	-	649	546
BÉNÉFICE NET	(99)	(54)	-	-	1 486	1 428
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	1 888	1 862
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	45	(64)	-	-	1 400	888
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration b)	16	25	-	-	416	605
Total de l'actif au 30 juin	2 069	1 283	(308)	(501)	16 951	15 246
Capital utilisé au 30 juin	1 075	214	-	-	9 063	8 467

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	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produit de la vente d'actifs	17	107	186	134
Valeur comptable des actifs vendus	9	40	47	56
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	8	67	139	78
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	8	46	101	54

a) Le deuxième trimestre de 2006 a donné lieu à un gain de 56 M\$ (38 M\$ après impôts) à la vente des participations de la compagnie dans les biens producteurs Calmette et Westlock.

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	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Prestations de retraite :				
Coût des services rendus de la période	25	25	50	50
Intérêts débiteurs	62	59	123	119
Rendement prévu de l'actif des régimes	(82)	(75)	(164)	(150)
Amortissement du coût des services passés	5	5	10	10
Perte actuarielle constatée	19	28	38	57
Coût net des prestations constituées	29	42	57	86
Avantages complémentaires de retraite				
Coût des services rendus de la période	2	2	3	4
Intérêts débiteurs	6	6	12	12
Perte actuarielle constatée	1	2	3	4
Coût net des prestations constituées	9	10	18	20

6. Frais de financement

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette	17	15	33	29
Intérêts capitalisés	(9)	(14)	(16)	(24)
Intérêts débiteurs nets	8	1	17	5
Autres intérêts	3	1	6	2
Total des frais de financement	11	2	23	7

7. Dette à long terme

Année d'émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Au	Au
			30 juin 2007	31 déc. 2006
2003	250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et 250 M\$ échéant le 26 août 2007	variable	-	-
2003	19 janvier 2008	variable	-	318
2007	26 mai 2009 a)	variable	250	-
Dette à long terme			250	318
Contrats de location-acquisition			39	41
Total de la dette à long terme b)			289	359

a) La compagnie a remboursé un emprunt à taux variable de 250 M\$ à l'échéance pour le remplacer par des emprunts à taux variable à long terme de 250 M\$ contractés auprès d'une société affiliée à Exxon Mobil Corporation à des taux d'intérêt équivalant aux taux d'intérêt du marché canadien.

b) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 572 M\$ (907 M\$ au 31 décembre 2006) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

8. Autres obligations à long terme

	Au 30 juin 2007	Au 31 déc. 2006
en millions de dollars		
Avantages de retraite a)	897	1 017
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	438	438
Autres obligations	434	228
Total des autres obligations à long terme	1 769	1 683

a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite comprennent aussi un montant 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 un montant de 97 M\$ dans le passif à court terme (97 M\$ au 31 décembre 2006).

9. Actions ordinaires

	Au 30 juin 2007	Au 31 déc. 2006
en milliers d'actions		
Autorisées	1 100 000	1 100 000
Actions ordinaires en circulation	926 946	952 988

De 1995 à 2006, la compagnie a racheté des actions dans le cadre normal de ses activités, en vertu de douze programmes de rachat d'actions d'une durée de douze mois chacun et d'une offre d'achat par adjudication. Le 25 juin 2007, un autre programme de rachat d'actions d'une durée de douze mois a été lancé dans le cadre normal des activités qui autorise la compagnie à racheter 46,5 millions de ses actions (5 % des actions ordinaires qui étaient en circulation le 22 juin 2007), moins les actions qui seront achetées pour le régime d'épargne des employés et la caisse de retraite de la compagnie. Le résultat de ces opérations est présenté ci-dessous :

Exercice	En millions	
	d'actions	de dollars
1995 - 2005	750,1	8 635
2006 - deuxième trimestre	10,0	395
- exercice complet	45,5	1 818
2007 - deuxième trimestre	13,0	622
- depuis le début de l'exercice	26,6	1 191
Achats cumulatifs à ce jour	822,2	11 644

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

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

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

	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base				
Bénéfice net (en millions de dollars)	712	837	1 486	1 428
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	934,1	979,6	941,4	986,3
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,76	0,85	1,58	1,45
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué				
Bénéfice net (en millions de dollars)	712	837	1 486	1 428
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	934,1	979,6	941,4	986,3
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	5,8	4,4	5,7	4,4
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	939,9	984,0	947,1	990,7
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,76	0,85	1,57	1,44

10. Bénéfices non répartis

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	6 630	5 460	6 462	5 466
Incidence cumulative d'une modification comptable 2)	-	-	14	-
Bénéfice net de la période	712	837	1 486	1 428
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(599)	(377)	(1 144)	(895)
Dividendes	(84)	(79)	(159)	(158)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	6 659	5 841	6 659	5 841

11. Résultat étendu

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	712	837	1 486	1 428
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (amortissement exclu)	-	-	(28)	-
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées de la période	18	-	35	-
Autres éléments du résultat étendu (déduction faite des impôts sur les bénéfices)	18	-	7	-
Total du résultat étendu	730	837	1 493	1 428

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

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

DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	150	157	148	154
Syncrude	66	60	70	56
Pétrole classique	29	31	30	32
Total de la production de pétrole brut	245	248	248	242
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	18	25	18	27
Total de la production de pétrole brut et de LGN	263	273	266	269
PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	128	119	125	129
Syncrude	57	54	60	53
Pétrole classique	23	23	22	23
Total de la production de pétrole brut	208	196	207	205
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	13	20	14	22
Total de la production de pétrole brut et de LGN	221	216	221	227
VENTES DE BRUT FLUIDIFIÉ DE COLD LAKE (en milliers de barils par jour)	196	207	195	203
VENTES DE LGN (en milliers de barils par jour)	15	25	22	33
GAZ NATUREL (en millions de pieds cubes par jour)				
Production brute	492	557	508	568
Production nette	434	493	446	506
Ventes	442	509	460	521
PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (le baril)	67,73	75,70	64,94	69,54
LGN (le baril)	46,70	37,90	44,71	40,79
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	7,61	6,52	7,68	7,99
Brut de référence d'Edmonton (le baril)	73,71	80,48	70,79	74,71
Pétrole lourd de Hardisty (Bow River, le baril)	51,39	61,68	51,36	50,97
DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en milliers de barils par jour)	410	366	402	425
UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (en pourcentage)	82	73	80	85
VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour)				
Essence	33,8	32,4	32,0	31,6
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	23,9	23,9	26,1	26,5
Mazout lourd	4,8	4,6	4,4	5,0
Huiles lubrifiantes et autres produits	7,7	7,9	6,7	7,2
Ventes nettes de produits pétroliers	70,2	68,8	69,2	70,3
VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES (en milliers de tonnes par jour)	3,0	3,0	3,0	3,0

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT

(sans vérification)

	Deuxième trimestre		Semestre terminé le 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a) (sur quatre trimestres, en pourcentage)			34,9	38,1
RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES (sur quatre trimestres, en pourcentage)			41,7	46,7
COUVERTURE DES INTÉRÊTS PAR LE BÉNÉFICE (sur quatre trimestres, nombre de fois couvert)			64,6	85,7
ACTIONNARIAT				
Actions en circulation (en milliers)				
Nombre moyen pondéré mensuellement	934 121	979 623	941 436	986 255
Au 30 juin			926 946	974 076
Nombre d'actionnaires				
Au 30 juin			13 286	13 822
COURS DE L'ACTION				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	54,70	43,33	54,70	43,33
Bas	41,77	36,18	37,40	35,36
À la clôture le 30 juin			49,59	40,78
American Stock Exchange (en dollars américains)				
Haut	50,35	39,64	50,35	39,64
Bas	36,90	32,50	31,87	30,54
À la clôture le 30 juin			46,34	36,50

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.

Renseignements sur les dividendes et l'achat d'actions

	2007		2008	
	3 ^e trimestre	4 ^e trimestre	1 ^e trimestre	2 ^e trimestre
Date de déclaration de dividende	28 août	20 novembre	31 janvier	1 ^{er} mai
Date de clôture des registres	10 septembre	30 novembre	3 mars	6 juin
Date de paiement des dividendes	1 ^{er} octobre	1 ^{er} janvier 2008	1 ^{er} avril	1 ^{er} juillet
Date limite d'achat d'actions (date limite de datation et de réception du chèque destiné à l'achat d'actions)	17 septembre	13 décembre	17 mars	16 juin
Date d'investissement (date à laquelle la compagnie place les fonds du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions)	2 octobre	2 janvier 2008	2 avril	2 juillet

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

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

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

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

Renseignements complémentaires

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

Renseignements se trouvant sur le site Web

Le site Web de l'Impériale (www.limperiale.ca) 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

