



Résultats du quatrième trimestre

DOUZE MOIS TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 2007

L'Impériale publie les résultats d'exploitation et financiers de 2007

Calgary, le 31 janvier 2008 – L'Impériale a déclaré aujourd'hui un bénéfice net pour 2007 de 3 188 M\$ (3,41 \$ l'action). Il s'agit du bénéfice net le plus élevé de la compagnie, qui surpasse l'ancien record de 3 044 M\$ (3,11 \$ l'action) enregistré en 2006. Le bénéfice du quatrième trimestre de 2007 s'est établi à 886 M\$ (0,96 \$ l'action) contre 794 M\$ (0,83 \$ l'action) pour le quatrième trimestre de 2006.

Pour l'ensemble de l'exercice 2007, le bénéfice a augmenté principalement par suite de la montée du prix du pétrole, de l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, de l'évolution favorable de l'exploitation des raffineries et d'un accroissement de la production de Syncrude. Les gains à la cession d'actifs ont également été plus élevés en 2007. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le recul prévu de la production d'hydrocarbures classiques, l'incidence négative de la montée du dollar canadien, la hausse des frais d'exploration et de la charge liée à la rémunération à base d'actions et une augmentation de la charge d'impôts.

Les produits d'exploitation se sont élevés à 6 697 M\$ pour le quatrième trimestre de 2007 et à 25 069 M\$ pour l'exercice, contre 5 503 M\$ et 24 505 M\$ pour les périodes correspondantes de 2006. Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont établis à 317 M\$ au quatrième trimestre et à 978 M\$ pour l'exercice, contre 341 M\$ et 1 209 M\$, respectivement, en 2006. En 2007, l'Impériale a racheté plus de 50,5 millions d'actions au coût de 2 358 M\$. À la fin de 2007, le solde de trésorerie et des titres négociables de la compagnie se chiffrait à 1 208 M\$, contre 2 158 M\$ à la fin de 2006.

« Dans l'ensemble, l'amélioration de l'exploitation, le contexte de prix élevés ainsi que la production record de Cold Lake et de Syncrude ont contribué à l'atteinte d'un bénéfice inégalé et d'un rendement pour les actionnaires qui a nettement dépassé l'indice des actions du secteur énergétique, a déclaré le président du Conseil et chef de la direction de la compagnie, Tim Hearn. Des progrès ont en outre été réalisés sur plusieurs fronts dans l'année : nous avons renforcé le bilan et fait avancer plusieurs dossiers d'investissement à long terme, notamment en faisant approuver le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearn et en acquérant d'importants avoirs fonciers », a précisé M. Hearn.

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

Faits saillants de 2007

Amélioration du dossier de la sécurité

La fiche de sécurité des entrepreneurs s'est améliorée durant l'année, les résultats s'étant approchés des meilleurs à ce jour et le dossier de la sécurité des employés a été solide.

Production record à Cold Lake

La production de Cold Lake, exploitation de sables pétrolifères in situ en propriété exclusive de la compagnie, a atteint le chiffre record de 154 000 barils par jour en moyenne au cours de l'année, et a établi un record de production journalière, hebdomadaire et mensuelle en octobre. La production s'est accrue en raison de la nature cyclique de la production à Cold Lake et d'une hausse des volumes consécutive à la campagne de forage d'extension en cours.

Production record à Syncrude

La quote-part de l'Impériale dans la production de Syncrude a atteint un sommet de 76 000 barils par jour en 2007. La production a augmenté par suite d'une utilisation accrue de la capacité des installations agrandies. L'Impériale possède une participation de 25 % dans la coentreprise d'exploitation de sables pétrolifères Syncrude.

Première application commerciale de la technique LASER à Cold Lake

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

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 conditionnellement le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl. 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.

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

En juillet, l'Impériale, de concert avec son partenaire, ExxonMobil Canada, a obtenu des droits d'exploration sur une parcelle de plus de 500 000 acres dans la mer de Beaufort. La quote-part de 50 % de la compagnie dans les frais d'exploration prévus s'élève à près de 293 M\$, l'engagement minimal se chiffrant à 73 M\$ environ. 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 au potentiel élevé, cette zone 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.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Faits saillants de nature financière (sans vérification)

	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	739	608	2 369	2 376
Produits pétroliers	218	214	921	624
Produits chimiques	23	35	97	143
Comptes non sectoriels	(94)	(63)	(199)	(99)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	886	794	3 188	3 044
Flux de trésorerie d'exploitation	1,212	1 059	3 626	3 587
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	317	341	978	1 209
Données par action (en dollars)				
Résultat net de base	0,97	0,83	3,43	3,12
Résultat net dilué	0,96	0,83	3,41	3,11
Dividendes	0,09	0,08	0,35	0,32
Cours de l'action à la clôture le 31 décembre				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			54,62	42,93
American Stock Exchange (en dollars américains)			54,78	36,83

Rapport de gestion

Résultats d'exploitation

Le bénéfice net de la compagnie pour le quatrième trimestre de 2007 s'est élevé à 886 M\$ (0,96 \$ l'action) sur une base diluée, contre 794 M\$ (0,83 \$ l'action) pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'ensemble de l'exercice 2007, le bénéfice net a atteint 3 188 M\$ (3,41 \$ l'action) sur une base diluée, soit le plus élevé à ce jour, dépassant ainsi le record de 3 044 M\$ (3,11 \$ l'action) établi en 2006.

Les résultats du quatrième trimestre ont été plus élevés que pour la période correspondante de 2006, par suite principalement de l'augmentation du prix du pétrole brut. Les résultats ont aussi été plus élevés sous l'effet combiné de l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur et de l'évolution favorable de l'exploitation des raffineries et des stocks. Ces facteurs positifs ont été en partie contrebalancés par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, de la baisse des volumes de production de gaz naturel, de pétrole brut classique et de liquides du gaz naturel (LGN), de la hausse de la charge d'impôts, de l'augmentation des charges d'exploitation dans le secteur amont et du recul des gains à la cession d'actifs.

Pour l'ensemble de l'exercice 2007, les résultats ont augmenté par suite principalement de la hausse du prix obtenu pour le pétrole brut, de l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, de l'évolution favorable de l'exploitation des raffineries et de la production accrue de Syncrude. Les gains à la cession d'actifs ont aussi été plus élevés en 2007. Ces facteurs ont été en partie annulés par le recul prévu de la production d'hydrocarbures classiques, l'incidence défavorable de l'appréciation du dollar canadien, l'augmentation des frais d'exploration et de la charge liée à la rémunération à base d'actions et la hausse de la charge d'impôts.

Rapport de gestion (suite)

Ressources naturelles

Le bénéfice net tiré des ressources naturelles au quatrième trimestre s'est établi à 739 M\$, en hausse de 131 M\$ sur la période correspondante de 2006. Les résultats ont augmenté par suite principalement de la montée du prix obtenu pour le pétrole brut, qui a ajouté environ 335 M\$ au bénéfice. La hausse des prix obtenus a été en partie annulée par l'incidence défavorable de l'appréciation du dollar canadien, qui a retranché environ 110 M\$, et par le recul de la production de gaz naturel, de pétrole brut classique et de LGN, qui a retranché environ 100 M\$. L'incidence favorable de la baisse de taux d'imposition d'environ 70 M\$ sur les résultats a été pour ainsi dire annulée par la hausse des frais de production d'environ 30 M\$ et la diminution des gains à la cession d'actifs d'environ 30 M\$.

Le bénéfice net de l'exercice s'est dégagé à 2 369 M\$ contre 2 376 M\$ en 2006. Les résultats ont bénéficié de la hausse du prix obtenu pour le pétrole brut, qui a ajouté environ 325 M\$ au bénéfice, et de l'accroissement de la production de Syncrude, qui a ajouté environ 125 M\$. L'augmentation des gains à la cession d'actifs d'environ 65 M\$ a aussi contribué à la hausse du bénéfice. Ces facteurs favorables ont été contrebalancés par la baisse de la production de gaz naturel, de pétrole brut classique et de LGN, qui a retranché environ 285 M\$, par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a retranché à peu près 175 M\$, et par la hausse des frais d'exploration et des autres charges d'exploitation d'environ 75 M\$.

En dollars américains, le prix du brut Brent et le prix moyen du prix obtenu pour le pétrole lourd de Cold Lake ont monté au quatrième trimestre et pour l'ensemble de l'exercice, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. L'appréciation du dollar canadien est toutefois venue limiter la hausse moyenne du prix que la compagnie a obtenu pour le pétrole brut classique à 34 % au quatrième trimestre et à 5 % en 2007. En outre, du fait surtout de la montée du dollar canadien, le prix moyen que la compagnie a touché pour le pétrole brut de Cold Lake a été limité à une hausse d'environ 5 % au quatrième trimestre et a marqué un recul d'environ 2 % pour l'ensemble de l'exercice.

Le prix moyen que la compagnie a obtenu pour le gaz naturel s'est établi en moyenne à 6,33 \$ le millier de pieds cubes au quatrième trimestre, contre 6,68 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'ensemble de l'exercice, le prix moyen touché pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 6,95 \$ le millier de pieds cubes en 2007 contre 7,24 \$ en 2006.

La production brute de pétrole brut et de LGN a atteint 279 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 267 000 au quatrième trimestre de 2006. Pour l'exercice, cette production s'est établie en moyenne à 275 000 barils par jour contre 272 000 en 2006.

La production brute de pétrole lourd à Cold Lake s'est située en moyenne à 158 000 barils par jour au quatrième trimestre contre 142 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour l'exercice, cette production a atteint 154 000 barils par jour contre 152 000 en 2006. L'augmentation de la production en 2007 s'explique par la nature cyclique de la production à Cold Lake et les volumes accrus provenus de la campagne de forages d'extension en cours.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée à 78 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 76 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. En 2007, cette quote-part s'est établie en moyenne à 76 000 barils par jour contre 65 000 en 2006, grâce aux volumes accrus à la suite de la troisième phase d'agrandissement de l'unité de valorisation.

Rapport de gestion (suite)

Au quatrième trimestre, la production brute de pétrole brut classique s'est élevée en moyenne à 29 000 barils par jour, tout comme pour la période correspondante de 2006. Pour l'ensemble de l'exercice, cette production s'est établie en moyenne à 29 000 barils par jour contre 31 000 en 2006. La baisse naturelle du rendement des gisements du bassin de l'Ouest canadien et l'incidence de la cession de biens producteurs sont les principales raisons à l'origine de ce fléchissement de la production.

La production brute de LGN mis en vente s'est établie à 14 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 20 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En 2007, la production brute de LGN mis en vente s'est élevée à 16 000 barils par jour contre 24 000 en 2006, la baisse étant avant tout attribuable à la diminution de la teneur en LGN du gaz produit à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel au quatrième trimestre de 2007 s'est établie à 386 millions de pieds cubes par jour contre 529 millions pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour l'exercice, cette production s'est élevée à 458 millions de pieds cubes par jour contre 556 millions en 2006. La diminution de la production est avant tout attribuable, comme prévu, à un recul de la production tirée du chapeau de gaz de Wizard Lake.

Produits pétroliers

Le bénéfice net tiré des produits pétroliers s'est chiffré à 218 M\$ pour le quatrième trimestre de 2007, contre 214 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les résultats ont bénéficié d'un élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, ce qui a ajouté 60 M\$ au bénéfice, et de l'évolution favorable de l'exploitation des raffineries et des stocks, ce qui a ajouté 45 M\$ environ. Ces facteurs favorables ont été en bonne partie annulés par l'absence de retombées fiscales favorables d'environ 70 M\$ dont avait bénéficié l'exercice précédent et par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 40 M\$ des résultats.

Pour l'ensemble de l'exercice, le bénéfice net a atteint un sommet de 921 M\$, soit 297 M\$ de plus qu'en 2006. Cette augmentation est avant tout attribuable à l'amélioration de l'exploitation des raffineries, la diminution des travaux d'entretien dans ces usines et des activités liées à des projets ayant permis d'ajouter environ 205 M\$ au bénéfice, et à l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation dans l'ensemble du secteur, ce qui a ajouté environ 190 M\$. Ces facteurs favorables ont été en partie annulés par l'incidence défavorable de la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 60 M\$ des résultats, et par l'absence des retombées fiscales favorables d'environ 40 M\$ dont avait bénéficié l'exercice précédent.

Produits chimiques

Le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est chiffré à 23 M\$ pour le quatrième trimestre, contre 35 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce recul est avant tout imputable à la contraction généralisée des marges sur le polyéthylène, les produits intermédiaires et d'autres produits chimiques, en partie contrebalancée par l'incidence favorable de la diminution de taux d'imposition. Pour l'ensemble de l'exercice, le bénéfice net s'est établi à 97 M\$ contre 143 M\$ en 2006. Ce recul est avant tout attribuable à la contraction des marges sur les produits à base de polyéthylène dans l'ensemble du secteur, en partie compensée par l'incidence favorable de taux d'imposition qui ont baissé. La montée du dollar canadien a aussi pesé sur les résultats du quatrième trimestre et de l'ensemble de l'exercice de 2007.

Comptes non sectoriels

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 94 M\$ pour le quatrième trimestre, qui s'établissait à 63 M\$ pour la période correspondante de 2006. L'évolution défavorable des

Rapport de gestion (suite)

résultats s'explique avant tout par l'incidence de changements dans les taux d'imposition. Pour l'ensemble de l'exercice, les résultats nets ont affiché un solde négatif de 199 M\$ contre 99 M\$ 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 et à l'incidence de changements dans les taux d'imposition.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont élevés à 1 212 M\$ au quatrième trimestre de 2007, en hausse de 153 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

L'augmentation enregistrée au cours du trimestre est avant tout attribuable à l'augmentation du bénéfice net, à l'incidence favorable du calendrier des paiements d'impôts sur les bénéfices et aux retombées nettes de la montée du prix des marchandises sur les soldes du fonds de roulement. En 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont élevés à 3 626 M\$ contre 3 587 M\$ en 2006.

L'augmentation des flux de trésorerie en 2007 est essentiellement consécutive à la hausse du bénéfice net. L'effet net de la hausse du prix des marchandises sur les soldes du fonds de roulement a amplement suffi à compenser l'incidence défavorable du calendrier des paiements d'impôts sur les bénéfices.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont chiffrés à 317 M\$ au quatrième trimestre, contre 341 M\$ au terme du trimestre correspondant de 2006, et à 978 M\$ en 2007 contre 1 209 M\$ l'exercice précédent. La baisse des dépenses s'explique avant tout par l'achèvement de la troisième phase d'agrandissement de l'unité de valorisation de Syncrude et par la fin du projet de fabrication de 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 à Cold Lake afin de maintenir et d'accroître la capacité de production, à pratiquer des forages dans des gisements classiques de l'Ouest canadien et à faire progresser les projets d'exploitation des sables pétrolifères de Kearn et d'exploitation du gaz du Mackenzie. Dans le secteur des produits pétroliers, les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement à des projets qui visaient à accroître l'efficacité opérationnelle et à moderniser le réseau des points de vente Esso.

Au quatrième trimestre de 2007, la compagnie a remboursé la totalité des emprunts à long terme de 818 M\$ contractés auprès d'une société liée à Exxon Mobil Corporation.

Au cours du quatrième trimestre de 2007, la compagnie a racheté environ 11,1 millions d'actions au coût de 567 M\$. Dans le cadre de l'actuel programme de rachat d'actions, lancé le 25 juin 2007, la compagnie a racheté environ 25 millions d'actions, et peut encore en racheter environ 21 millions avant le 24 juin 2008, date à laquelle le programme prend fin.

Des dividendes en trésorerie de 319 M\$ ont été versés en 2007 contre 315 M\$ en 2006. Le dividende par action versé en 2007 s'est élevé à 0,35 \$ contre 0,32 \$ en 2006.

Les facteurs précités ont entraîné une baisse du solde de trésorerie et des titres négociables de la compagnie qui, au 31 décembre 2007, s'établissait à 1 208 M\$ contre 2 158 M\$ à la fin de 2006.

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	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS				
Produits d'exploitation a) b)	6,697	5,503	25,069	24,505
Revenus de placement et d'autres sources 4)	43	128	374	283
TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS	6,740	5,631	25,443	24,788
CHARGES				
Exploration	16	14	106	32
Achats de pétrole brut et de produits c)	3,884	2,959	14,026	13,793
Production et fabrication 5) d)	894	827	3,474	3,446
Frais de vente et frais généraux 5)	366	393	1,335	1,284
Taxe d'accise fédérale a)	335	320	1,307	1,274
Amortissement et épuiement	188	204	780	831
Frais de financement 6) e)	3	18	36	28
TOTAL DES CHARGES	5,686	4,735	21,064	20,688
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1,054	896	4,379	4,100
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	168	102	1,191	1,056
BÉNÉFICE NET 3)	886	794	3,188	3,044
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DE BASE (en dollars) 9)	0.97	0.83	3.43	3.12
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE - RÉSULTAT DILUÉ (en dollars) 9)	0.96	0.83	3.41	3.11
DIVIDENDE PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 9)	0.09	0.08	0.35	0.32
a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	335	320	1,307	1,274
b) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits d'exploitation	495	306	1,772	1,955
c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole et de produits	974	956	3,331	3,937
d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les frais de production et de fabrication	48	47	194	156
e) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les frais de financement	6	9	32	33

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

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	
	2007	2006	2007	2006
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	886	794	3,188	3,044
Ajustement pour tenir compte des éléments hors trésorerie suivants :				
Amortissement et épuisement	188	204	780	831
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 4)	(4)	(35)	(156)	(96)
Charge d'impôts futurs et autres	(23)	237	16	254
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes créditeurs	(6)	(89)	(261)	203
Stocks et frais payés d'avance	262	166	13	(97)
Impôts sur les bénéfices à payer	148	(214)	(77)	(225)
Comptes débiteurs	(150)	11	250	(86)
Autres éléments - montant net a)	(89)	(15)	(127)	(241)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	1,212	1,059	3,626	3,587
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(301)	(327)	(899)	(1,177)
Produit de la vente d'actifs	11	58	279	212
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(290)	(269)	(620)	(965)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	(469)	-	(65)	72
Remboursement de la dette à long terme	(820)	(2)	(1,726)	(74)
Émission d'emprunts à long terme	-	-	500	-
Émission d'actions ordinaires en vertu du régime d'options sur actions	2	3	12	10
Actions ordinaires achetées 9)	(567)	(413)	(2,358)	(1,818)
Dividendes versés	(83)	(77)	(319)	(315)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(1,937)	(489)	(3,956)	(2,125)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE	(1,015)	301	(950)	497
ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	2,223	1,857	2,158	1,661
ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE	1,208	2,158	1,208	2,158
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(5)	(26)	(163)	(395)

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

BILAN CONSOLIDÉ

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

	Au 31 déc. 2007	Au 31 déc. 2006
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	1,208	2,158
Comptes débiteurs		
déduction faite des créances douteuses estimatives	2,132	1,871
Stocks de pétrole brut et de produits	566	556
Matières, fournitures et frais payés d'avance	128	151
Actif d'impôts futurs	660	573
Total de l'actif à court terme	<u>4,694</u>	<u>5,309</u>
Créances à long terme, participations, placements et autres actifs à long terme	766	104
Immobilisations corporelles,	22,962	22,478
déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	12,401	12,021
Immobilisations corporelles - montant net	<u>10,561</u>	<u>10,457</u>
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	62	67
TOTAL DE L'ACTIF	<u>16,287</u>	<u>16,141</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Dettes à court terme	105	171
Comptes créditeurs et charges à payer 8) a)	3,335	3,080
Impôts sur les bénéfices à payer	1,498	1,190
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an 7) b)	3	907
Total du passif à court terme	<u>4,941</u>	<u>5,348</u>
Dettes à long terme 7) c)	38	359
Autres obligations à long terme 8)	1,914	1,683
Passif d'impôts futurs	1,471	1,345
TOTAL DU PASSIF	<u>8,364</u>	<u>8,735</u>
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 9) d)	1,600	1,677
Bénéfices non répartis 10)	7,071	6,462
Cumul des autres éléments du résultat étendu 11)	(748)	(733)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>7,923</u>	<u>7,406</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>16,287</u>	<u>16,141</u>

a) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 260 M\$ (151 M\$ en 2006).

b) La tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an ne comprend aucune somme remboursable à des apparentés (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 903 millions (953 millions en 2006).

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

Approuvé par le Conseil le 31 janvier 2008



Président du Conseil et
chef de la direction



Vice-président principal,
Finances et administration

1. Fondement 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 2007 et au 31 décembre 2006, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des douze mois terminés les 31 décembre 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.

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

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

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

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

Les déclarations de 2003 à 2006 de la compagnie sont examinées par le fisc. L'ARC a proposé certains ajustements aux déclarations de la compagnie pour plusieurs exercices de la période 1987 à 2002. La direction évalue actuellement les ajustements proposés. Elle estime que plusieurs questions en suspens antérieures à 2002 devraient être réglées en 2008. 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

Quatrième trimestre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	1,162	1,035	5,214	4,160	321	308
Ventes intersectorielles	1,169	895	696	480	88	90
Revenus de placement et d'autres sources	8	46	14	61	-	-
	2,339	1,976	5,924	4,701	409	398
CHARGES						
Exploration b)	16	14	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	872	640	4,648	3,500	317	283
Production et fabrication	542	496	307	290	45	42
Frais de vente et frais généraux	2	3	259	267	17	18
Taxe d'accise fédérale	-	-	335	320	-	-
Amortissement et épuisement	120	141	64	61	3	2
Frais de financement	1	2	-	8	-	-
TOTAL DES CHARGES	1,553	1,296	5,613	4,446	382	345
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS						
SUR LES BÉNÉFICES	786	680	311	255	27	53
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	47	72	93	41	4	18
BÉNÉFICE NET	739	608	218	214	23	35
Ventes à l'exportation aux États-Unis	501	396	220	144	192	185
Flux de trésorerie liés aux						
activités d'exploitation	709	972	495	60	108	61
Dépenses en immobilisations						
et frais d'exploration b)	249	243	54	83	3	4
Quatrième trimestre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	6,697	5,503
Ventes intersectorielles	-	-	(1,953)	(1,465)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	21	21	-	-	43	128
	21	21	(1,953)	(1,465)	6,740	5,631
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	16	14
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1,953)	(1,464)	3,884	2,959
Production et fabrication	-	-	-	(1)	894	827
Frais de vente et frais généraux	88	105	-	-	366	393
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	335	320
Amortissement et épuisement	1	-	-	-	188	204
Frais de financement	2	8	-	-	3	18
TOTAL DES CHARGES	91	113	(1,953)	(1,465)	5,686	4,735
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS						
SUR LES BÉNÉFICES	(70)	(92)	-	-	1,054	896
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	24	(29)	-	-	168	102
BÉNÉFICE NET	(94)	(63)	-	-	886	794
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	913	725
Flux de trésorerie liés aux						
activités d'exploitation	(100)	(34)	-	-	1,212	1,059
Dépenses en immobilisations						
et frais d'exploration b)	11	11	-	-	317	341

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

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

Douze mois terminés les 31 décembre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	4,539	4,619	19,230	18,527	1,300	1,359
Ventes intersectorielles	4,146	3,837	2,305	2,256	335	345
Revenus de placement et d'autres sources	233	111	52	105	-	-
	8,918	8,567	21,587	20,888	1,635	1,704
CHARGES						
Exploration b)	106	32	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	3,113	2,841	16,469	16,178	1,230	1,209
Production et fabrication	2,057	1,994	1,232	1,266	185	189
Frais de vente et frais généraux	8	13	987	1,018	71	76
Taxe d'accise fédérale	-	-	1,307	1,274	-	-
Amortissement et épuisement	519	584	244	233	12	11
Frais de financement	4	2	1	6	-	-
TOTAL DES CHARGES	5,807	5,466	20,240	19,975	1,498	1,485
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS						
SUR LES BÉNÉFICES	3,111	3,101	1,347	913	137	219
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	742	725	426	289	40	76
BÉNÉFICE NET	2,369	2,376	921	624	97	143
Ventes à l'exportation aux États-Unis	2,013	1,936	922	869	768	793
Flux de trésorerie liés aux						
activités d'exploitation	2,411	3,024	1,151	507	109	161
Dépenses en immobilisations						
et frais d'exploration b)	744	787	187	361	11	13
Total de l'actif au 31 décembre	8,171	7,513	6,727	6,450	476	504
Capital utilisé au 31 décembre	4,436	4,080	3,228	3,285	219	241

Douze mois terminés les 31 décembre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	25,069	24,505
Ventes intersectorielles	-	-	(6,786)	(6,438)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	89	67	-	-	374	283
	89	67	(6,786)	(6,438)	25,443	24,788
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	106	32
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(6,786)	(6,435)	14,026	13,793
Production et fabrication	-	-	-	(3)	3,474	3,446
Frais de vente et frais généraux	269	177	-	-	1,335	1,284
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	1,307	1,274
Amortissement et épuisement	5	3	-	-	780	831
Frais de financement	31	20	-	-	36	28
TOTAL DES CHARGES	305	200	(6,786)	(6,438)	21,064	20,688
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS						
SUR LES BÉNÉFICES	(216)	(133)	-	-	4,379	4,100
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(17)	(34)	-	-	1,191	1,056
BÉNÉFICE NET	(199)	(99)	-	-	3,188	3,044
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	3,703	3,598
Flux de trésorerie liés aux						
activités d'exploitation	(45)	(105)	-	-	3,626	3,587
Dépenses en immobilisations						
et frais d'exploration b)	36	48	-	-	978	1,209
Total de l'actif au 31 décembre	1,251	2,145	(338)	(471)	16,287	16,141
Capital utilisé au 31 décembre	236	1,292	-	-	8,119	8,898

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

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

4. Revenus de placement et d'autres sources

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

en millions de dollars	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Produit de la vente d'actifs	11	58	279	212
Valeur comptable des actifs vendus	7	9	64	78
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	4	49	215	134
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	4	35	156	96

- a) L'exercice 2007 a donné lieu à un gain de 200 M\$ (142 M\$ après impôts) à la vente des participations de la compagnie dans un bien producteur de gaz naturel en Colombie-Britannique et dans le bien producteur Willesden Green.

5. Avantages à la 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	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Prestations de retraite				
Coût des services rendus de la période	25	25	100	100
Intérêts débiteurs	61	59	246	238
Rendement prévu de l'actif des régimes	(82)	(74)	(329)	(299)
Amortissement du coût des services passés	5	5	20	20
Perte actuarielle constatée	19	28	76	114
Coût net des prestations constituées	28	43	113	173
Avantages complémentaires de retraite				
Coût des services rendus de la période	2	2	6	8
Intérêts débiteurs	6	5	23	23
Perte actuarielle constatée	1	2	6	8
Coût net des prestations constituées	9	9	35	39

6. Frais de financement

en millions de dollars	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette	11	17	62	63
Intérêts capitalisés	(11)	(11)	(36)	(48)
Intérêts débiteurs nets	-	6	26	15
Autres intérêts	3	12	10	13
Total des frais de financement	3	18	36	28

7. Dette à long terme

en millions de dollars	Au	Au
	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Dette à long terme a) b)	-	318
Contrats de location-acquisition	38	41
Total de la dette à long terme c)	38	359

- a) À la fin de l'exercice de 2006, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme à taux variable de 818 M\$ auprès d'une société apparentée à Exxon Mobil Corporation, à un taux d'intérêt équivalent aux taux du marché canadien. Une tranche de 500 M\$ de ces emprunts à long terme venait à échéance en 2007 et était portée au passif à court terme et une tranche de 318 M\$ venait à échéance le 19 janvier 2008 et était incluse dans la dette à long terme à la fin de l'exercice 2006.
- b) Au deuxième et troisième trimestres de 2007, deux emprunts à taux variable totalisant 500 M\$ sont venus à échéance et ont été remplacés par deux emprunts à long terme à taux variable totalisant 500 M\$ qui ont été contractés auprès d'une société apparentée à Exxon Mobil Corporation, à un taux d'intérêt équivalent aux taux du marché canadien. Les deux emprunts venaient à échéance en 2009. Au quatrième trimestre de 2007, la compagnie a remboursé intégralement les emprunts à long terme de 818 M\$.
- c) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 3 M\$ (907 M\$ en 2006) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

8. Autres obligations à long terme

	Au 31 déc. 2007	Au 31 déc. 2006
en millions de dollars		
Avantages de retraite a)	954	1,017
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	522	438
Autres obligations	438	228
Total des autres obligations à long terme	1,914	1,683

- a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite comprennent aussi un montant de 59 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 74 M\$ dans le passif à court terme (97 M\$ au 31 décembre 2006).

9. Actions ordinaires

	Au 31 déc. 2007	Au 31 déc. 2006
en milliers d'actions		
Autorisées	1,100,000	1,100,000
Actions ordinaires en circulation	903,263	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 - quatrième trimestre	9.9	413
- ensemble de l'exercice	45.5	1,818
2007 - quatrième trimestre	11.1	567
- ensemble de l'exercice	50.5	2,358
Achats cumulatifs à ce jour	846.1	12,811

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

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

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

	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base				
Bénéfice net (en millions de dollars)	886	794	3,188	3,044
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en millions d'actions)	909.3	958.4	928.5	975.1
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0.97	0.83	3.43	3.12
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué				
Bénéfice net (en millions de dollars)	886	794	3,188	3,044
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en millions d'actions)	909.3	958.4	928.5	975.1
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	6.1	4.6	5.8	4.5
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	915.4	963.0	934.3	979.6
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0.96	0.83	3.41	3.11

10. Bénéfices non répartis

en millions de dollars	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	6,815	6,138	6,462	5,466
Incidence cumulative d'une modification comptable 2)	-	-	14	-
Bénéfice net de la période	886	794	3,188	3,044
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(548)	(394)	(2,269)	(1,737)
Dividendes	(82)	(76)	(324)	(311)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	7,071	6,462	7,071	6,462

11. Résultat étendu

en millions de dollars	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	886	794	3,188	3,044
Ajustement du passif minimal au titre des régimes de retraite	-	334	-	334
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (amortissement exclu)	(59)	-	(87)	-
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	19	-	72	-
Autres éléments du résultat étendu (déduction faite des impôts sur les bénéfices)	(40)	334	(15)	334
Total du résultat étendu	846	1,128	3,173	3,378

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

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

DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	158	142	154	152
Syncrude	78	76	76	65
Pétrole classique	29	29	29	31
Total de la production de pétrole brut	265	247	259	248
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	14	20	16	24
Total de la production de pétrole brut et de LGN	279	267	275	272
PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	137	123	130	127
Syncrude	67	68	65	58
Pétrole classique	21	21	21	23
Total de la production de pétrole brut	225	212	216	208
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	9	16	12	19
Total de la production de pétrole brut et de LGN	234	228	228	227
VENTES DE BRUT FLUIDIFIÉ DE COLD LAKE (en milliers de barils par jour)				
	208	186	200	198
VENTES DE LGN (en milliers de barils par jour)				
	18	33	20	29
GAZ NATUREL (en millions de pieds cubes par jour)				
Production brute	386	529	458	556
Production nette	345	468	404	496
Ventes	334	494	407	513
PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (le baril)	81.25	60.73	71.70	68.58
LGN (le baril)	57.80	40.61	47.92	40.75
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	6.33	6.68	6.95	7.24
Brut de référence d'Edmonton (le baril)	87.51	65.27	77.67	73.75
Pétrole lourd de Hardisty (Bow River, le baril)	56.60	46.64	53.87	51.90
DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en milliers de barils par jour)				
	467	456	442	442
UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (en pourcentage)				
	93	91	88	88
VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour)				
Essence	34.4	33.4	33.1	32.7
Mazout domestique, carburant diesel et carburacteur	26.7	26.5	26.0	26.4
Mazout lourd	5.8	5.5	5.2	5.1
Huiles lubrifiantes et autres produits	6.5	7.4	6.9	7.7
Ventes nettes de produits pétroliers	73.4	72.8	71.2	71.9
VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES (en milliers de tonnes par jour)				
	3.1	2.9	3.1	3.0

DONNÉES SUR L'ACTIONNARIAT, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT

(sans vérification)

	Quatrièmes trimestres		Douze mois terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a) (en pourcentage)			37.7	35.9
RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES (en pourcentage)			41.6	43.5
COUVERTURE DES INTÉRÊTS PAR LE BÉNÉFICE (nombre de fois couverts)			71.6	66.1
ACTIONNARIAT				
Actions en circulation (en milliers)				
Nombre moyen pondéré	909,258	958,378	928,527	975,128
Au 31 décembre			903,263	952,988
Nombre d'actionnaires				
Au 31 décembre			13,108	13,561
COURS DE L'ACTION				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	56.26	44.80	56.26	45.20
Bas	45.57	34.31	37.40	34.31
À la clôture le 31 décembre			54.62	42.93
American Stock Exchange (en dollars américains) b)				
Haut	61.48	38.93	61.48	40.38
Bas	46.43	29.99	31.87	29.99
À la clôture le 31 décembre			54.78	36.83

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 à l'ouverture et à la clôture.

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