

# Communiqué du T4

POUR LES DOUZE MOIS CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013

Calgary, le 30 janvier 2014

## L'Impériale déclare ses résultats financiers et d'exploitation estimatifs du quatrième trimestre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quatrième trimestre			Douze mois		
	2013	2012	%	2013	2012	%
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	1 056	1 076	(2)	2 828	3 766	(25)
Bénéfice net par action ordinaire - compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,24	1,26	(2)	3,32	4,42	(25)
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	1 567	1 793	(13)	8 020	5 683	41

### Rich Kruger, président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, a commenté comme suit :

L'Impériale a franchi plusieurs étapes importantes en 2013 en continuant de prioriser la création de valeur élevée et durable pour ses actionnaires. Notre priorité principale est la sécurité. Bien que nous ayons travaillé un total de plus de 44 millions d'heures, notre deuxième résultat le plus élevé jamais enregistré, nous avons pu atteindre un rendement en matière de sécurité de notre main d'œuvre égal à celui consigné en 2012, notre meilleure année dans l'histoire de la compagnie.

Notre accomplissement le plus marquant a été le démarrage de notre projet d'extraction des sables pétrolifères de Kearl, qui représente le plus important investissement de l'histoire de la compagnie. Grâce à d'abondantes ressources de haute qualité et à une technologie de nouvelle génération, Kearl contribuera aux résultats de la compagnie pendant des décennies. D'autres investissements dans le secteur Amont, comme le projet Nabiye de Cold Lake et les acquisitions de Celtic et Clyden, rehausseront encore la valeur dans les années qui viennent. Afin de soutenir la croissance du secteur Amont, nous avons adopté des mesures pour améliorer l'accès au marché, notamment en construisant un dépôt de chargement ferroviaire à Edmonton. Le secteur Aval a maximisé la valeur en accroissant l'accès de ses raffineries aux bruts de l'Ouest canadien à prix avantageux, en mettant fin à l'exploitation de la raffinerie de Dartmouth et en renforçant les activités de détail d'un bout à l'autre du pays.

Le bénéfice du quatrième trimestre a été de 1 056 M\$, comparativement à 1 076 M\$ pour la période correspondante de 2012. Le bénéfice du secteur Aval du quatrième trimestre a été de 625 M\$ – le plus fort trimestre du secteur Aval de toute l'histoire de la compagnie. Le bénéfice global de 2013 a été de 2 828 M\$.

La production brute du quatrième trimestre s'est établie en moyenne à 329 000 barils d'équivalent pétrole par jour, en regard de 285 000 en 2012. Cette hausse s'explique surtout par l'entrée en production du projet Kearl et l'acquisition de Celtic.

Le débit trimestriel des raffineries a été en moyenne de 387 000 barils par jour, contre 468 000 en 2012. Cette baisse est due en grande partie à la fermeture de la raffinerie de Dartmouth au troisième trimestre de 2013 et à des activités d'entretien périodique à la raffinerie de Nanticoke.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration du quatrième trimestre se sont chiffrés à 1 567 M\$. Les investissements ont été consacrés à des projets de croissance dans le secteur Amont, notamment le projet d'expansion de Kearl et le projet Nabiye à Cold Lake, lesquels étaient achevés à 72 pour cent et à 65 pour cent, respectivement, à la fin du trimestre. Les investissements ce trimestre ont été entièrement financés par les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation.

La force du modèle d'entreprise de l'Impériale et sa capacité à s'adapter à des conditions de marché dynamiques l'ont bien servie en 2013 et continueront à le faire. En 2014, on s'attend à ce que l'accent que l'Impériale mettra sur la sécurité, l'intégrité opérationnelle, l'amélioration continue et la croissance stratégique continue lui permette d'afficher des résultats qui seront parmi les meilleurs du secteur.

---

*L'Impériale est une des plus importantes entreprises du Canada et un des chefs de file de l'industrie pétrolière du pays. C'est un des plus grands producteurs de pétrole brut et de gaz naturel du Canada. C'est aussi le principal raffineur de pétrole du pays, un producteur clé de produits pétrochimiques et un des principaux distributeurs de produits pétroliers vendus par l'entremise d'un réseau d'approvisionnement pancanadien et de stations-service*

---

## Faits saillants du quatrième trimestre

- **Le bénéfice net a été de 1056 M\$ ou 1,24 \$ par action sur une base diluée**, comparativement à 1 076 M\$ ou 1,26 \$ par action au quatrième trimestre de 2012. Au quatrième trimestre, les bénéfices du secteur Aval ont été de 625 M\$. Il s'agit du meilleur trimestre du secteur Aval de l'histoire de la compagnie.
- **La moyenne de la production brute de barils d'équivalent pétrole a été de 329 000 barils par jour**, en regard de 285 000 en 2012. Cette hausse découle surtout du démarrage du projet Kearl et de l'acquisition de Celtic (XTO Energy Canada).
- **Le débit des raffineries s'est établi en moyenne à 387 000 barils par jour ce trimestre**, en regard de 468 000 en 2012. Cette baisse s'explique par la fermeture de la raffinerie de Dartmouth au troisième trimestre et les activités d'entretien périodique conduites à la raffinerie de Nanticoke.
- **Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont établis à 1 567 M\$**. Ils ont été consacrés principalement aux projets de croissance dans le secteur Amont, notamment le projet d'expansion de Kearl et le projet Nabiye à Cold Lake et ont été entièrement financés par les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation.
- **La production brute de bitume à Kearl a continué de s'accroître**, s'étant élevée en moyenne à 52 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 37 000 barils) au cours du trimestre, les efforts pour atteindre des taux de production de 110 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 78 000 barils) s'étant poursuivis. Au cours du trimestre, la production a diminué par suite de rudes conditions hivernales et de questions de fiabilité de l'équipement qu'on s'attache à résoudre. Bien que nous ayons atteint des taux de production brute de 100 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 71 000 barils) au cours du trimestre, des activités continues visant à stabiliser le rendement à ces niveaux plus élevés sont actuellement en cours. Au cours du quatrième trimestre, les ventes à des parties non liées ont débuté.
- **Le projet d'expansion de Kearl avance conformément au plan**. Le projet était achevé à 72 pour cent à la fin du trimestre et progresse dans les délais, son démarrage étant prévu pour la fin de 2015. Nous comptons atteindre une production brute de 110 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 78 000 barils par jour). Les enseignements tirés de la mise en valeur initiale de Kearl sont intégrés proactivement à tous les aspects du projet d'expansion.
- **Le projet Nabiye à Cold Lake avance conformément aux délais prévus**. Le projet était achevé à 65 pour cent à la fin du trimestre. La construction de l'usine a progressé un peu plus lentement que prévu en raison d'une productivité réduite des entrepreneurs et de conditions hivernales difficiles. Malgré la pression, le démarrage demeure prévu pour la fin de 2014, la production devant alors s'élever à 40 000 barils par jour.
- **Projet commun de chargement ferroviaire à Edmonton en cours de construction**. L'installation est conçue comme un dépôt de pétrole brut capable de charger un à trois trains-blocs par jour grâce à une capacité initiale de 100 000 barils par jour pouvant passer à 250 000 barils par jour. Ce dépôt jouera un rôle important pour accroître l'accès de la production des sables pétrolifères à des marchés attractifs. Les premières livraisons en provenance de l'installation sont attendues pour 2015.
- **Dépôt d'une demande auprès des autorités de réglementation pour le projet d'exploitation in situ de sables pétrolifères Aspen**. Le projet de développement Aspen fera appel à une technique de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) pour accéder à des ressources de bitume dont la partie récupérable pourrait atteindre 1,1 milliard de barils. L'Impériale prévoit de mettre en valeur ces ressources en trois phases d'environ 45 000 barils par jour chacune. Sous réserve d'approbations des autorités de réglementation, d'évaluations techniques additionnelles et de conditions commerciales favorables, une décision finale en matière d'investissement pourrait être annoncée dès 2017.
- **Obtention de l'approbation de l'ONÉ pour un permis d'exportation de GNL**. En décembre, l'Office national de l'énergie a approuvé la demande d'exportation de 30 millions de tonnes par an de gaz naturel liquéfié (GNL) déposée par WCC LNG, entreprise détenue conjointement par Pétrolière Impériale Ressources Ltée et ExxonMobil Canada. La décision finale en matière d'investissement sera basée sur un certain nombre de facteurs, dont des approbations gouvernementales et réglementaires satisfaisantes, la compétitivité fiscale et économique, les futures conditions du marché et les contrats de vente de GNL.
- **Contribution record de 2 M\$ à la section Centraide de Calgary et des environs**. L'Impériale, ExxonMobil Canada, ainsi que les employés, entrepreneurs et retraités de ces entreprises ont effectué des dons généreux de plus de 2 M\$ à la section Centraide de Calgary et des environs. En 2013, des dons de plus de 4,5 M\$ ont été versés aux campagnes Centraide-United Way au Canada.

---

## Comparaison des quatrièmes trimestres de 2013 et de 2012

Le bénéfice net de la compagnie pour le quatrième trimestre de 2013 a été de 1 056 M\$ ou 1,24 \$ par action sur une base diluée, comparativement à 1 076 M\$ ou 1,26 \$ par action pour la même période de l'exercice précédent.

Le bénéfice net du secteur Amont du quatrième trimestre s'est établi à 411 M\$, comparativement à 488 M\$ pour la période correspondante de 2012. Ces résultats inférieurs sont essentiellement attribuables à la baisse des prix obtenus pour les liquides, ce qui a retranché environ 85 M\$. Les résultats du quatrième trimestre 2013 incluaient également une hausse de la part des redevances de Syncrude revenant à la compagnie (environ 75 M\$), conséquence de la résolution avec le gouvernement albertain d'un certain nombre de questions de redevances de longue date et d'un gain de 73 M\$ provenant de la vente d'immobilisations hors exploitation.

Pendant que le prix du brut de référence West Texas Intermediate (WTI) était en hausse de 9,38 \$ le baril en dollars américains (environ 11 pour cent) au quatrième trimestre de 2013 par rapport au quatrième trimestre de 2012, les augmentations des prix moyens obtenus en dollars canadiens par la compagnie provenant des ventes de pétrole brut classique et de pétrole brut synthétique se limitaient à 1,47 \$ et 0,75 \$ par baril, respectivement, en raison de contraintes logistiques imposées aux pétroles bruts canadiens. Le prix moyen que la compagnie a obtenu pour son bitume en dollars canadiens au quatrième trimestre a été de 53,31 \$ le baril contre 55,90 \$ au quatrième trimestre de 2012. Cette baisse est imputable à l'élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel s'est établi 3,45 \$ le millier de pieds cubes au quatrième trimestre de 2013, en hausse de 0,50 \$ par rapport à la même période de 2012.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 155 000 barils par jour, et reste inchangée par rapport à la même période de 2012.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude au quatrième trimestre s'est élevée à 77 000 barils par jour en regard de 75 000 au quatrième trimestre de 2012, surtout en raison d'entretien réduites.

La quote-part de la compagnie dans la production brute issue de la mise en valeur initiale de Kearl s'est établie à 37 000 barils par jour. Au cours du trimestre, les efforts pour atteindre des taux de production bruts de 110 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 78 000 barils) ont continué. Au cours de cette même période, la production a également subi l'impact de rudes conditions hivernales et de questions de fiabilité de l'équipement qu'on s'attache à résoudre. Bien que nous ayons atteint une production brute de 100 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 71 000 barils) au cours du trimestre, des activités continues visant à stabiliser le rendement à ces niveaux plus élevés sont actuellement en cours. Au cours du quatrième trimestre, les ventes à des parties non liées ont débuté tel que prévu.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 22 000 barils par jour au quatrième trimestre, en regard de 20 000 pour la période correspondante de 2012.

La production brute de gaz naturel au quatrième trimestre de 2013 a été de 204 millions de pieds cubes par jour, contre 187 millions au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui reflète les apports consécutifs à l'acquisition de Celtic plus tôt dans l'année.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 625 M\$ au quatrième trimestre, en hausse de 76 M\$ par rapport au quatrième trimestre de 2012. Les résultats du quatrième trimestre représentaient le bénéfice trimestriel le plus élevé du secteur Aval dans l'histoire de la compagnie, surtout en raison de marges de commercialisation en hausse d'environ 70 M\$.

Le bénéfice net du secteur des produits chimiques a été de 46 M\$ au quatrième trimestre, dans la lignée des 44 M\$ du trimestre correspondant de 2012.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 26 M\$ au quatrième trimestre, comparativement à un solde négatif de 5 M\$ pour la période correspondante de 2012, en raison de modifications apportées aux charges liées à la rémunération à base d'actions.

Le solde de trésorerie de la compagnie était de 272 M\$ au 31 décembre 2013, comparativement à 482 M\$ à la fin 2012.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 659 M\$ au cours du quatrième trimestre en regard de 1 647 M\$ pour la période correspondante de 2012.

---

## **Comparaison des quatrièmes trimestres de 2013 et de 2012 (suite)**

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 1 434 M\$ au cours du quatrième trimestre, comparativement à 1 632 M\$ au cours de la période correspondante de 2012. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont établies à 1 526 M\$ au cours du quatrième trimestre, en regard de 1 655 M\$ pour la période correspondante de 2012. Les dépenses du trimestre ont été axées principalement sur l'avancement du projet d'expansion de Kearl et du projet Nabiye à Cold Lake. L'expansion de Kearl devrait accroître la production brute de 110 000 barils de bitume par jour avant redevances, la quote-part de la compagnie étant estimée à près de 78 000 barils par jour. Son démarrage est prévu pour 2015. L'expansion du projet Nabiye à Cold Lake devrait accroître la production de 40 000 barils de bitume par jour avant redevances.

---

## Faits saillants de l'exercice

- Le bénéfice net s'est établi à 2 828 M\$, en regard de 3 766 M\$ en 2012.
- Le bénéfice net par action ordinaire a été de 3,32 \$, comparativement à 4,42 \$ en 2012.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 3 292 M\$, comparativement à 4 680 M\$ en 2012.
- Les dépenses en immobilisations et en exploration se sont élevées à 8 020 M\$, dont 1 894 M\$ associés avec les acquisitions de Celtic et Clyden. Pour 2014, des dépenses d'environ 5,5 M\$.
- La moyenne de la production brute de barils d'équivalent pétrole a été de 295 000 barils par jour, en regard de 282 000 en 2012.
- Le débit des raffineries s'est établi en moyenne à 426 000 barils par jour, en baisse de 9 000 barils par jour par rapport à 2012. Si l'on exclut l'impact de la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant (en septembre 2013), l'utilisation de la capacité de raffinage a augmenté de deux pour cent pour atteindre 88 pour cent.
- Les dividendes par action déclarés dans l'exercice se sont élevés à 0,49 \$, en hausse de 0,01 \$ par rapport à 2012.

---

## Comparaison des exercices 2012 et 2013

Le bénéfice net de 2013 s'est établi à 2 828 M\$ ou 3,32 \$ par action sur une base diluée, en regard 3 766 M\$ ou 4,42 \$ par action pour 2012.

Ces résultats inférieurs découlent essentiellement d'une baisse importante des marges de raffinage, ce qui a retranché environ 700 M\$ aux résultats, de la hausse des frais associés à Kearn, qui se sont élevés à environ 180 M\$, de la diminution des volumes à Syncrude, qui ont retranché environ 120 M\$, et de la diminution de l'apport de Cold Lake, qui a retranché 120 M\$. Les résultats de 2013 comprenaient également une charge de 280 M\$ après impôts liée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Ces facteurs ont été en partie compensés par les effets combinés de prix plus élevés obtenus pour les liquides, ce qui a ajouté environ 125 M\$, d'une baisse du dollar canadien d'environ 125 M\$, de marges de commercialisation plus élevées, ce qui a ajouté environ 120 M\$ et de coûts d'entretien des raffineries réduits d'environ 90 M\$.

Le bénéfice net du secteur Amont de 2013 s'est établi à 1 712 M\$, comparativement à 1 888 M\$ en 2012. Ces résultats inférieurs découlent principalement d'une hausse d'environ 180 M\$ des frais associés à Kearn, la production enregistrée du démarrage du projet à la fin d'avril n'ayant pas suffi à contrebalancer les frais de démarrage et d'exploitation engagés à ce jour, d'une diminution des volumes à Syncrude qui a retranché environ 120 M\$ et d'une hausse des coûts des diluants et de l'énergie à Cold Lake, qui s'est élevée à environ 120 M\$. Ces facteurs ont été atténués par une hausse des prix obtenus pour les liquides, qui a augmenté les résultats d'environ 125 M\$, et par la chute du dollar canadien, ce qui a ajouté environ 125 M\$.

Les prix de la majeure partie de la production de liquides de la compagnie sont basés sur celui du pétrole brut WTI, un brut de référence courant pour les marchés pétroliers du centre du continent nord-américain. Le prix du brut WTI était en hausse de 3,90 \$US le baril (environ quatre pour cent) en 2013 par rapport à 2012. Le prix moyen touché par la compagnie a également augmenté en dollars canadiens sur les ventes de pétrole brut classique, de pétrole brut synthétique et de bitume. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 3,27 \$ le millier de pieds cubes au cours de 2013, était en hausse de 0,94 \$ le millier de pieds cubes par rapport à 2012.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 153 000 barils par jour contre 154 000 en 2012.

Au cours de l'exercice écoulé, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 67 000 barils par jour en regard de 72 000 en 2012. Ce sont principalement les activités d'entretien systématique qui ont contribué à la baisse de la production.

La quote-part de la compagnie dans la production brute provenant de la mise en valeur initiale de Kearn s'est établie à 16 000 barils par jour pour l'ensemble de l'exercice.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 21 000 barils par jour au cours de l'exercice en regard de 20 000 en 2012.

---

## Comparaison des exercices 2012 et 2013 (suite)

La production brute de gaz naturel de 2013 s'est élevée à 201 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 192 millions en 2012. La hausse de la production reflète les apports consécutifs à l'acquisition de Celtic et au projet pilote de Horn River, qui ont compensé amplement la diminution naturelle du rendement des gisements.

Le bénéfice net du secteur Aval de 2013 s'est établi à 1 052 M\$, comparativement à 1 772 M\$ en 2012. Les résultats ont souffert de la baisse marquée des marges de raffinage, ce qui a retranché environ 700 M\$ aux résultats. Les résultats de 2013 comprenaient également une charge de 280 M\$ après impôts associée à la conversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Ces facteurs ont été partiellement compensés par une hausse des marges de commercialisation d'environ 120 M\$, et par une baisse des coûts d'entretien des raffineries d'environ 90 M\$.

Le coût global du pétrole brut traité par les raffineries de la compagnie a largement suivi la tendance des pétroles bruts de l'Ouest canadien. Les prix de gros des produits raffinés au Canada sont en grande partie déterminés par les prix de gros des régions américaines adjacentes, où ceux-ci sont principalement liés aux marchés de produits internationaux. La baisse des résultats du secteur Aval en 2013 par rapport à 2012 est avant tout le résultat de marges de raffinage qui ont diminué dans l'ensemble du secteur, ce qui a été partiellement annulé par la hausse des marges de commercialisation.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a été de 162 M\$ contre le record de 165 M\$ atteint en 2012.

Pour 2013, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 98 M\$, en regard d'un solde négatif de 59 M\$ en 2012.

Des données financières et d'exploitation suivent.

## Énoncés prospectifs

*Les énoncés contenus dans le présent rapport qui sont liés à des situations ou des événements futurs, y compris les prévisions, les objectifs, les attentes, les estimations et les plans d'affaires sont des énoncés prospectifs. Les résultats réels qui seront obtenus, notamment quant à la croissance de la demande et la combinaison de sources énergétiques; à la croissance et la répartition de la production; aux plans, aux dates, aux coûts et aux capacités des projets; aux taux de production et à la récupération des ressources; aux économies de coûts; aux ventes de produits; aux sources de financement; ainsi qu'aux dépenses reliées aux immobilisations et à l'environnement sont susceptibles d'être considérablement différents en raison d'un certain nombre de facteurs comme les fluctuations du prix et de l'offre et la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques; des événements politiques ou l'évolution de la réglementation; les calendriers de projets; l'issue de négociations commerciales; l'obtention en temps opportun de l'approbation des organismes de réglementation et de tierces parties; les interruptions opérationnelles imprévues; des développements technologiques inattendus; et d'autres facteurs analysés à la rubrique 1A du formulaire 10-K le plus récent de l'Impériale. Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties de la performance future et comprennent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux auxquels se heurtent d'autres entreprises pétrolières et gazières et d'autres qui sont spécifiques à l'Impériale. Les résultats réels de l'Impériale pourraient différer sensiblement de ceux exprimés ou sous-entendus dans ces énoncés prospectifs et le lecteur est prié de pas accorder une confiance indue à ces énoncés.*

*Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce rapport peut renvoyer à toute une gamme d'activités différentes et n'a pas nécessairement le même sens que celui qu'on lui donne dans les rapports sur la transparence des paiements au gouvernement.*

**COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE**  
**QUATRIÈME TRIMESTRE 2013**

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2013	2012	2013	2012
<b>Bénéfice net (selon les PCGR des É.-U.)</b>				
Total des produits et autres revenus	8 363	7 804	32 929	31 188
Total des charges	6 985	6 390	29 192	26 195
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	1 378	1 414	3 737	4 993
Impôts sur les bénéfices	322	338	909	1 227
Bénéfice net	1 056	1 076	2 828	3 766
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,25	1,27	3,34	4,44
Bénéfice net par action ordinaire - compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,24	1,26	3,32	4,42
<b>Autres données financières</b>				
Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	382	327	1 423	1 338
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	74	5	120	72
Total de l'actif au 31 décembre			37 218	29 364
Total de la dette au 31 décembre			6 287	1 647
Ratio de couverture des intérêts par les bénéfices (nombre de fois)			54,8	238,8
Autres obligations à long terme au 31 décembre			3 091	3 983
Capitaux propres au 31 décembre			19 524	16 377
Capital utilisé au 31 décembre			25 834	18 048
Rendement du capital moyen utilisé (a) (pourcentage)			12,9	23,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	109	102	415	408
Par action ordinaire (en dollars)	0,13	0,12	0,49	0,48
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			847,6	847,6
Moyenne - compte tenu d'une dilution	850,3	850,3	850,6	851,1

(a) Le rendement du capital moyen utilisé correspond au bénéfice net, coût de financement après impôts non déduit, divisé par la moyenne du capital

**COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE**  
**QUATRIÈME TRIMESTRE 2013**

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2013	2012	2013	2012
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>272</b>	482	<b>272</b>	482
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 056</b>	1 076	<b>2 828</b>	3 766
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	<b>250</b>	210	<b>1 110</b>	761
(Gain) perte à la vente d'actifs	<b>(90)</b>	(8)	<b>(150)</b>	(94)
Charge d'impôts futurs et autres	<b>206</b>	330	<b>482</b>	619
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	<b>237</b>	39	<b>(978)</b>	(372)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 659</b>	1 647	<b>3 292</b>	4 680
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(1 434)</b>	(1 632)	<b>(7 735)</b>	(5 238)
Produit de la vente d'actifs	<b>92</b>	17	<b>160</b>	226
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(29)</b>	(2)	<b>4 233</b>	(162)



**COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE**  
**QUATRIÈME TRIMESTRE 2013**

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2013	2012	2013	2012
<b>Bénéfice net (PCGR des É.-U.)</b>				
Secteur Amont	411	488	1 712	1 888
Secteur Aval	625	549	1 052	1 772
Produits chimiques	46	44	162	165
Comptes non sectoriels	(26)	(5)	(98)	(59)
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 056</b>	<b>1 076</b>	<b>2 828</b>	<b>3 766</b>
<b>Produits et autres revenus</b>				
Secteur Amont	2 396	2 210	10 187	8 830
Secteur Aval	6 725	6 996	27 487	27 761
Produits chimiques	376	390	1 574	1 601
Éliminations/Autres	(1 134)	(1 792)	(6 319)	(7 004)
<b>Total</b>	<b>8 363</b>	<b>7 804</b>	<b>32 929</b>	<b>31 188</b>
<b>Achats de pétrole brut et de produits</b>				
Secteur Amont	748	702	3 778	3 056
Secteur Aval	4 840	5 243	21 628	21 316
Produits chimiques	239	265	1 065	1,115
Éliminations	(1 132)	(1 791)	(6 316)	(7 011)
<b>Achats de pétrole brut et de produits</b>	<b>4 695</b>	<b>4 419</b>	<b>20 155</b>	<b>18 476</b>
<b>Frais de production et de fabrication</b>				
Secteur Amont	881	741	3 389	2 704
Secteur Aval	383	372	1 695	1 569
Produits chimiques	53	47	210	185
Éliminations	(3)	(1)	(6)	(1)
<b>Frais de production et de fabrication</b>	<b>1 314</b>	<b>1 159</b>	<b>5 288</b>	<b>4 457</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration</b>				
Secteur Amont	1 483	1 725	7 755	5 518
Secteur Aval	59	60	187	140
Produits chimiques	3	1	9	4
Comptes non sectoriels	22	7	69	21
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration</b>	<b>1 567</b>	<b>1 793</b>	<b>8 020</b>	<b>5 683</b>
Frais d'exploration imputés au bénéfice, inclus ci-dessus	49	16	123	83

**COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE**  
**QUATRIÈME TRIMESTRE 2013**

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2013	2012	2013	2012
<b>Production brute de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (LGN)</b>				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	155	155	153	154
Syncrude	77	75	67	72
Classique	22	20	21	20
Kearl	37	-	16	-
Total de la production de pétrole brut	291	250	257	246
LGN mis en vente	4	4	4	4
Total de la production de pétrole brut et de LGN	295	254	261	250
<b>Production brute de gaz naturel</b> (en millions de pieds cubes par jour)	204	187	201	192
<b>Production brute d'équivalent pétrole (a)</b>				
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	329	285	295	282
<b>Production nette de pétrole brut et de LGN</b> (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	132	133	127	123
Syncrude	72	75	65	69
Classique	18	15	17	15
Kearl	33	-	15	-
Total de la production de pétrole brut	255	223	224	207
LGN mis en vente	4	3	3	3
Total de la production de pétrole brut et de LGN	259	226	227	210
<b>Production nette de gaz naturel</b> (en millions de pieds cubes par jour)	195	192	189	195
<b>Production nette d'équivalent pétrole (a)</b>				
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	292	258	259	243
<b>Ventes de brut fluidifié de Cold Lake</b> (en milliers de barils par jour)	203	206	202	201
<b>Ventes de brut fluidifié de Kearl</b> (en milliers de barils par jour)	52	-	17	-
<b>Ventes de LGN</b> (en milliers de barils par jour)	9	8	9	8
<b>Ventes de gaz naturel</b> (en millions de pieds cubes par jour)	165	159	167	177
<b>Prix de vente moyens</b> (en dollars canadiens)				
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	77,94	76,47	82,41	77,19
Prix touché pour les LGN (le baril)	47,53	37,24	39,26	42,06
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	3,45	2,95	3,27	2,33
Prix touché pour le pétrole synthétique (le baril)	91,65	90,90	99,69	92,48
Prix touché pour le bitume (le baril)	53,31	55,90	60,57	59,76
<b>Débit des raffineries (b)</b> (en milliers de barils par jour)	387	468	426	435
<b>Utilisation de la capacité de raffinage (b)</b> (en pourcentage)	92	92	88	86
<b>Ventes de produits pétroliers</b> (en milliers de barils par jour)				
Essence (essence automobile)	229	223	223	221
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur (distillats)	172	160	160	151
Mazout lourd	21	31	29	30
Huiles lubrifiantes et autres produits (Autres)	39	47	42	43
Ventes nettes de produits pétroliers	461	461	454	445
<b>Ventes de produits pétrochimiques</b> (en milliers de tonnes)	215	264	940	1,044

(a) Gaz converti en équivalent pétrole à raison de 6 millions de pieds cubes pour mille barils

(b) Les activités ont été abandonnées le 16 septembre 2013 à la raffinerie de Dartmouth. L'utilisation de la capacité est calculée en fonction du nombre de jours que les raffineries ont été utilisées comme telles en 2013.

**COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE**  
**QUATRIÈME TRIMESTRE 2013**

	<b>Bénéfice net (selon les PCGR des É.-U.)</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Bénéfice net par action ordinaire</b> (en dollars)
<b>2009</b>		
Premier trimestre	289	0,34
Deuxième trimestre	209	0,25
Troisième trimestre	547	0,64
Quatrième trimestre	534	0,63
Année	1 579	1,86
<b>2010</b>		
Premier trimestre	476	0,56
Deuxième trimestre	517	0,61
Troisième trimestre	418	0,49
Quatrième trimestre	799	0,95
Année	2 210	2,61
<b>2011</b>		
Premier trimestre	781	0,92
Deuxième trimestre	726	0,86
Troisième trimestre	859	1,01
Quatrième trimestre	1 005	1,19
Année	3 371	3,98
<b>2012</b>		
Premier trimestre	1 015	1,20
Deuxième trimestre	635	0,75
Troisième trimestre	1 040	1,22
Quatrième trimestre	1 076	1,27
Année	3 766	4,44
<b>2013</b>		
Premier trimestre	798	0,94
Deuxième trimestre	327	0,39
Troisième trimestre	647	0,76
Quatrième trimestre	1 056	1,25
Année	2 828	3,34