

Calgary, le 2 février 2016

L'Impériale a dégagé 1,1 milliard de dollars en 2015; 102 M\$ au cours du quatrième trimestre

- La gestion des coûts permet une économie annuelle de 1,5 milliard de dollars.
- La croissance du secteur Amont résulte en la meilleure production en plus de 20 ans.
- Les résultats soulignent la valeur de l'intégration dans l'environnement commercial actuel.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quatrième trimestre			Douze mois		
	2015	2014	%	2015	2014	%
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)	102	671	(85)	1 122	3 785	(70)
Bénéfice net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	0,12	0,79	(85)	1,32	4,45	(70)
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	584	1 588	(63)	3 595	5 654	(36)

Les gains estimés de 2015 étaient de 1,1 milliard de dollars, comparativement à 3,8 milliards l'année précédente, reflétant la capacité de la compagnie à offrir de la valeur dans un environnement difficile pour le prix du brut et soulignant les avantages associés à l'intégration.

« L'année 2015 en a été une d'acquittement des engagements puisque nous avons réussi à franchir une étape importante dans le soutien de la croissance du secteur Amont, déclare Rich Kruger, président et chef de la direction. Avec de gros actifs du secteur Amont et des entreprises en aval, l'Impériale est en tête de la chaîne de valeur énergétique. Notre intégration a pour conséquence une résilience à travers diverses conditions du marché, incluant la baisse de l'environnement du prix du pétrole brut actuel. »

Parmi les réalisations importantes de l'année, nous comptons le lancement hâtif et la performance solide du projet d'expansion des sables bitumineux de Kearl, le lancement réussi du projet Cold Lake Nabiye, la mise en service du terminal ferroviaire d'Edmonton, un aval global solide, et une performance financière et en matière d'exploitation des Produits chimiques. L'Impériale a également réussi sa meilleure année à ce jour pour le rendement en matière de sécurité et d'environnement.

Le rendement financier en Amont de la compagnie pour 2015 a été grandement affecté par la baisse des prix du brut. Conformément à notre approche de longue date, nous continuons de concentrer nos efforts sur ce que nous pouvons contrôler. En conséquence, nous avons réduit les frais d'exploitation et de capital de 1,5 milliard de dollars relativement aux plans antérieurs. Plus particulièrement, depuis l'apport de nouvelle production, les coûts unitaires du secteur Amont étaient 25 % moins élevés au cours de la deuxième moitié de 2015 que notre moyenne annuelle de 2014. La gestion disciplinée des frais d'exploitation et de capital reste une priorité.

En ce qui concerne l'avenir, la compagnie a une importante base de ressources de pétrole et de gaz et un large inventaire de projets potentiels qui nous avantagent en matière de croissance ultérieure. Nous évaluerons la cadence et l'étendue des investissements futurs étant donné les conditions du marché et des affaires générales. Par-dessus tout, notre objectif reste de fournir une valeur supérieure à long terme pour l'actionnaire, peu importe l'environnement d'affaires au sein duquel nous opérons.

Après plus d'un siècle, l'Impériale reste un meneur de l'industrie en appliquant la technologie et l'innovation pour développer les ressources énergétiques canadiennes de manière responsable. En tant que principal raffineur de pétrole, important producteur de pétrole brut et de gaz naturel, un producteur pétrochimique clé et principal distributeur de combustibles du Canada, notre compagnie s'engage à respecter des normes élevées dans tous ses secteurs.

Faits marquants du quatrième trimestre

- **Le bénéfice net a été de 102 M\$ ou 0,12 \$ par action sur une base diluée**, en baisse par rapport aux 671 M\$ ou 0,79 \$ par action du quatrième trimestre de 2014, à cause de la baisse des prix mondiaux du brut.
- **La production s'est établie en moyenne à 400 000 barils d'équivalent pétrole bruts par jour**, soit une hausse de 27 % par rapport aux 315 000 barils au cours de la même période en 2014. La production était à son plus haut niveau en plus de 20 ans.
- **Le débit moyen des raffineries était de 390 000 barils par jour**, par rapport à 373 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2014. La capacité d'utilisation a atteint une moyenne de 93 % pour le trimestre.
- **Les ventes de produits pétroliers ont été de 467 000 barils par jour**, par rapport à 480 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2014. La compagnie est toujours en tête de tous les marchés majeurs du pays.
- **Les gains des Produits chimiques ont été de 74 M\$**, soit une augmentation de 11 M\$ par rapport à la même période en 2014. Les résultats reflètent de meilleures ventes de polyéthylène et traitement du coût des charges d'alimentation en éthane du gisement de gaz Marcellus.
- **Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 405 M\$**, incluant les incidences négatives des fonds de roulement de 146 M\$.
- **Les dépenses en capital et exploration ont totalisé 584 M\$** et ont été séparées presque équitablement entre l'achèvement de projets de croissance en Amont et le maintien du capital pour toutes les autres opérations.
- **Au cours du trimestre, la production moyenne de Kearnl a atteint 203 000 barils par jour** (la part de l'Impériale se chiffrant à 144 000 barils). La production était en hausse de 137 000 barils (la part de l'Impériale se chiffrant à 97 000 barils) par rapport au quatrième trimestre de 2014, et de 22 000 barils (la part de l'Impériale se chiffrant à 16 000 barils) par rapport au troisième trimestre de 2015. L'augmentation a été largement causée par le rendement solide continu du projet d'expansion et des efforts d'optimisation de l'opération combinée Kearnl.
- **La production de bitume de Cold Lake s'est chiffrée à 155 000 barils par jour, en moyenne, au cours du trimestre**, par rapport à 152 000 barils par jour pour la même période en 2014, alors que la production de démarrage de Nabiye a été partiellement compensée par le cycle de la base opérationnelle. En ce qui concerne l'avenir, Cold Lake, incluant Nabiye, gèrera les stratégies de vaporisation pour tous les biens afin d'améliorer la récupération des ressources.
- **La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude a été de 64 000 barils en moyenne par jour** pour le quatrième trimestre, contre 73 000 barils par jour à la même période de 2014. En décembre, Syncrude a devancé l'entretien prévu à l'origine pour le milieu de l'année 2016 afin d'améliorer le rendement de la cokéfaction.
- **Des évaluations de projets in situ ont permis de franchir plusieurs étapes techniques importantes.** Le travail d'ingénierie initiale a commencé à Aspen. Ce projet utilisera la première technologie de l'ajout de solvant à la séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (AS-SGSIV) pour récupérer les ressources de bitume. Une évaluation d'opération de forage pour les sables bitumineux a été complétée dans la formation Grand Rapids de Cold Lake et la phase deux du programme sismique Clyden a commencé. Des études environnementales de base sur le bail de Corner ont également été menées. Aucune décision définitive d'investissement n'a été prise à ce jour.
- **Une proposition d'unité de récupération de diluants de Strathcona a été remplie par l'Alberta Environment and Parks.** Cette première étape dans le processus d'examen de l'environnement souligne la construction proposée d'une unité pour retirer les solvants du brut lourd avant le transport ferroviaire. La suppression des solvants des livraisons de brut améliorerait l'efficacité du transport et redirigerait les agents diluants aux installations de l'Impériale afin qu'ils soient réutilisés. Sous réserve des approbations complètes du gouvernement et des autorités, et de la compétitivité économique, une décision définitive relativement aux investissements sera prise.
- **Nous avons accompli notre meilleur rendement en matière de sécurité et d'environnement à vie en 2015.** Nous continuons à vouloir créer un milieu de travail où personne ne se blesse. Nos efforts en matière de prévention des déversements nous ont permis d'obtenir le nombre le moins élevé d'incidents à vie, illustrant la priorité que nous accordons au rendement en matière d'environnement et à l'intégrité globale des opérations.
- **Nous avons donné 20 M\$ en 2015 pour soutenir les communautés canadiennes**, dont 2,8 M\$ recueillis par les employés et les rentiers pour des partenaires de Centraide. Les dons d'œuvres d'art canadiennes importantes provenant de la collection historique de l'Impériale à des galeries à l'échelle du pays ont lancé notre célébration du 150^e anniversaire du Canada, qui aura bientôt lieu. Sous la bannière Esso, nous avons donné 806 000 \$ à des programmes communautaires de hockey amateur à l'échelle du pays et avons soutenu les Jeux panaméricains de Toronto en 2015 comme commanditaire principal de carburant et de produits de dépanneur.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2015 et de 2014

Le bénéfice net de la compagnie du quatrième trimestre de 2015 a été de 102 M\$ ou 0,12 \$ par action sur une base diluée, comparativement à 671 M\$ ou 0,79 \$ par action pour la même période de l'année dernière.

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 289 M\$ au cours du quatrième trimestre, contre un revenu net de 218 M\$ pour la même période de 2014. Les gains du quatrième trimestre de 2015 reflétaient une baisse en matière de réalisations d'environ 790 M\$, une augmentation de la dépense d'amortissement d'environ 60 M\$ et une charge nette d'environ 60 M\$ associée à la valeur comptable des stocks. Ces facteurs ont été partiellement compensés par l'effet de la faiblesse du dollar canadien, environ 170 M\$, la baisse des redevances d'environ 130 M\$ et la hausse des volumes de Kearl et de Cold Lake d'environ 130 M\$.

Le prix moyen pour le West Texas Intermediate (WTI), le brut de référence principal en \$US pour l'Amérique du Nord, a baissé de 43 % par rapport au même trimestre en 2014. Les réalisations moyennes de l'entreprise en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique et le bitume ont baissé d'environ 31 et 56 % dans le quatrième trimestre de 2015, respectivement à 56,56 \$ et 22,82 \$ par baril, principalement en raison de la baisse du brut de référence et de l'augmentation des écarts léger-lourd, partiellement compensé par l'effet de la faiblesse du dollar canadien. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 2,25 \$ le millier de pieds cubes au quatrième trimestre de 2015, était en baisse de 1,00 \$ le millier de pieds cubes, par rapport à la même période de 2014.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 155 000 barils par jour au quatrième trimestre, en hausse par rapport aux 152 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent, principalement en raison de la compensation du cycle de la base opérationnelle de Nabiye.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 203 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 144 000 barils), en hausse par rapport aux 66 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 47 000 barils) lors du quatrième trimestre 2014, reflétant le démarrage rapide du projet d'expansion de Kearl et la poursuite de l'amélioration de la fiabilité du développement initial.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude a été de 64 000 barils par jour, contre 73 000 barils par jour à la même période de 2014, le résultat du devancement d'un entretien afin d'améliorer le rendement de la cokéfaction.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 15 000 barils par jour au quatrième trimestre, essentiellement la même que pour la période correspondante de 2014.

La production brute de gaz naturel du quatrième trimestre de 2015 a totalisé 122 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 159 millions de pieds cubes par jour pour la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse de production de volume était principalement causée par la diminution naturelle du rendement des gisements.

Les revenus nets du secteur Aval étaient de 352 M\$ dans le quatrième trimestre, contre 397 M\$ pour la même période en 2014. Les gains ont diminué principalement à cause du recul des marges des raffineries d'environ 300 M\$, partiellement compensés par l'effet positif de la faiblesse du dollar canadien, environ 110 \$, les marges de marketing plus élevées, environ 100 M\$, et la baisse des coûts d'entretien de raffinage, environ 70 M\$.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre record de 74 M\$ au quatrième trimestre, comparativement à 63 M\$ au trimestre correspondant de 2014.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes de compagnie et non sectoriels ont affiché un solde négatif de 35 M\$ au quatrième trimestre, comparativement à un solde négatif de 7 M\$ pour la période correspondante de 2014.

Le solde de trésorerie s'élevait à 203 M\$ au 31 décembre 2015, comparativement à 215 M\$ à la fin du quatrième trimestre de 2014.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation étaient de 405 M\$ au quatrième trimestre, comparativement à 1 091 M\$ au cours de la période correspondante de 2014.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 539 M\$ au quatrième trimestre, comparativement à 1 445 M\$ au cours de la période correspondante de 2014, représentant le déclin en plus de la propriété, de l'usine et de l'équipement.

Les liquidités affectées aux activités de financement étaient de 29 M\$ au cours du quatrième trimestre, contre 526 M\$ au cours du quatrième trimestre de 2014. Les dividendes payés au cours du quatrième trimestre de 2015 étaient de 119 M\$. Les dividendes par action versés au quatrième trimestre se sont élevés à 0,14 \$ comparativement à 0,13 \$ pour la période correspondante de 2014.

Faits marquants pour l'exercice financier

- Le bénéfice net s'est élevé à 1 122 M\$, en baisse comparativement à 3 785 M\$ au cours de l'exercice précédent.
- Le bénéfice net par action ordinaire sur une base diluée a été de 1,32 \$, comparativement à 4,45 \$ en 2014.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 2 167 M\$, comparativement à 4 405 M\$ en 2014.
- Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 3 595 M\$ et comprennent les valeurs capitalisées des biens loués de 509 M\$. En 2016, on s'attend à des dépenses d'environ 1,8 milliards de dollars.
- La moyenne de la production brute d'équivalent pétrole a été de 366 000 barils par jour, soit une hausse de 18 % par rapport aux 310 000 barils par jour pour la période correspondante de 2014.
- Le débit moyen des raffineries était de 386 000 barils par jour, par rapport à 394 000 barils par jour lors de la période correspondante en 2014.
- Les dividendes par action déclarés depuis le début de l'exercice se sont élevés à 0,54 \$, en hausse de 0,02 \$ par action par rapport à 2014.

Comparaison des exercices complets de 2015 et de 2014

Le bénéfice net du premier semestre de 2015 était de 1 122 M\$, ou 1,32 \$ par action sur une base diluée, et inclut des charges nettes de 320 M\$, essentiellement hors caisse, associées à la récente augmentation des impôts sur le revenu de sociétés en Alberta, comparativement aux 3 785 M\$ ou 4,45 \$ par action en 2014, qui inclut un gain de 478 M\$ sur la vente d'actifs de production classique du secteur Amont.

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 704 M\$ en 2015, contre un revenu net de 2 059 M\$ pour la même période de 2014. Les gains de 2015 reflétaient une baisse du pétrole brut et des réalisations de gaz d'environ 3 790 M\$, une charge nette de 327 M\$ associée à l'augmentation de l'impôt des sociétés de l'Alberta, une augmentation de la dépense d'amortissement d'environ 180 M\$, une baisse des volumes de liquides et de gaz d'environ 80 M\$ reflétant l'effet des cessions de biens au cours de l'année précédente et une charge nette d'environ 60 M\$ associée à la valeur comptable des stocks. Les résultats de 2014 comprennent un gain de 478 M\$ provenant de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont. Ces facteurs ont été partiellement compensés par l'effet de la faiblesse du dollar canadien, environ 770 M\$, la baisse des redevances d'environ 700 M\$, la hausse des volumes de Kearl et de Cold Lake d'environ 670 M\$ et la baisse de coûts de l'énergie, d'environ 140 M\$.

Le prix moyen pour le WTI, le brut de référence principal pour l'Amérique du Nord, a baissé de 47 % par rapport à la même période en 2014. Les réalisations moyennes de l'entreprise en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique et le bitume ont baissé d'environ 38 et 52 % en 2015, respectivement à 61,33 \$ et 32,48 \$ par baril, et la baisse du brut de référence et l'augmentation des écarts léger-lourd étaient partiellement compensées par l'effet de la faiblesse du dollar canadien. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 2,78 \$ le millier de pieds cubes en 2015, était en baisse d'environ 1,76 \$ par rapport à la même période de 2014.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 158 000 barils par jour en 2015, en hausse par rapport aux 146 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent, principalement en raison de la compensation du cycle de la base opérationnelle de Nabiye.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 152 000 barils par jour au cours de 2015 (la part de l'Impériale se chiffrant à 108 000 barils), contre 72 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 51 000 barils) en 2014, reflétant le démarrage rapide du projet d'expansion de Kearl et l'amélioration de la fiabilité du développement initial.

Au cours de 2015, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 62 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 64 000 barils pour 2014.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 15 000 barils par jour au cours de 2015, contre 18 000 barils en 2014. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de biens au cours de la première moitié de 2014.

La production brute de gaz naturel au cours de 2015 a totalisé 130 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 168 millions de pieds cubes par jour pour la période correspondante de l'exercice précédent, reflétant l'impact des cessions de biens et de la diminution naturelle du rendement des gisements.

Les revenus nets du secteur Aval étaient de 1 586 M\$, contre 1 594 M\$ pour la même période en 2014. Les gains ont diminué principalement à cause du recul des marges des raffineries d'environ 590 M\$ et des frais d'exploitation plus élevés d'environ 70 M\$, principalement associée au terminal ferroviaire d'Edmonton. Ces facteurs ont été partiellement compensés par l'effet de la faiblesse du dollar canadien, environ 390 M\$, les marges accrues sur les carburants et les volumes d'environ 170 M\$, la baisse des coûts d'énergie d'environ 80 M\$, et un gain en 2015 de 17 M\$ des ventes de biens.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre record de 287 M\$ en 2015, une augmentation de 58 M\$ comparativement à la même période de 2014, principalement attribuable à l'effet de la faiblesse du dollar canadien, à la baisse des coûts des charges d'alimentation et l'augmentation des ventes de polyéthylène.

Pour 2015, les comptes de compagnie et non sectoriels ont affiché un solde négatif de 47 M\$, comparativement à un solde négatif de 97 M\$ au cours de 2014, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions et à l'effet de l'augmentation de l'impôt sur le revenu d'entreprises en Alberta.

Des données financières et d'exploitation clés 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 qui seront obtenus, notamment quant à la croissance de la demande et la combinaison de sources énergétiques; à la croissance et à 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; les événements politiques ou l'évolution de la réglementation; les calendriers des 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; les développements technologiques inattendus; et d'autres facteurs analysés sous la rubrique 1A du formulaire 10-K le plus récent de l'Impériale. Les énoncés prévisionnels ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, qui sont parfois similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières, parfois exclusifs à l'Impériale. Les résultats réels de l'Impériale peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prévisionnels, et les lecteurs sont priés de ne pas s'y fier aveuglément. L'Impériale ne s'engage aucunement à publier une mise à jour de toute révision des prévisions contenues aux présentes, sauf si la loi l'exige.

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 2015

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	6 229	8 033	26 888	36 966
Total des dépenses	6 100	7 163	24 965	31 945
Bénéfice avant impôts sur le bénéfice	129	870	1 923	5 021
Impôt sur le bénéfice	27	199	801	1 236
Bénéfice net	102	671	1 122	3 785
Bénéfice net par action ordinaire (dollars)	0,12	0,80	1,32	4,47
Bénéfice net par action ordinaire - compte tenu d'une dilution (dollars)	0,12	0,79	1,32	4,45
Autres données financières				
Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	388	397	1 568	1 562
Gain/(perte) à la vente d'actifs, après impôts	14	28	79	526
Total de l'actif au 31 décembre			43 170	40 830
Total du passif au 31 décembre			8 516	6 891
Couverture des intérêts par le bénéfice (nombre de fois couverts)			19,8	61,3
Autres obligations à long terme au 31 décembre			3 597	3 565
Capitaux propres au 31 décembre			23 425	22 530
Capitaux engagés au 31 décembre			31 959	29 440
Rendement du capital moyen utilisé (a) (pour cent)			3,8	13,7
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	119	110	458	441
Par action ordinaire (dollars)	0,14	0,13	0,54	0,52
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			847,6	847,6
Moyenne - compte tenu d'une dilution	850,2	850,2	850,6	850,6

(a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net, coûts de financement après impôts non déduits, divisé par la moyenne du capital utilisé sur les quatre derniers trimestres.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2015

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2015	2014	2015	2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	203	215	203	215
Bénéfice net	102	671	1 122	3 785
Ajustements au titre des éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	398	260	1 450	1 096
(Gain)/perte à la vente d'actifs	(17)	(32)	(97)	(696)
Dépréciation de l'inventaire à la valeur marchande	59	-	59	-
Charge d'impôts futurs et autres	9	712	367	1 123
Variations de l'actif et du passif liés aux activités d'exploitation	(146)	(520)	(734)	(903)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	405	1 091	2 167	4 405
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(539)	1 445	(2 884)	(4 562)
Produits associés à la vente d'actifs	24	37	142	851
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(29)	526	705	100

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2015

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	(289)	218	(704)	2 059
Secteur Aval	352	397	1 586	1 594
Produits chimiques	74	63	287	229
Comptes non sectoriels et autres	(35)	(7)	(47)	(97)
Bénéfice net	102	671	1 122	3 785
Revenus et autres produits				
Secteur Amont	1 874	2 645	8 284	13 162
Secteur Aval	4 882	6 214	20 919	27 824
Produits chimiques	336	386	1 418	1 804
Éliminations/Autres	(863)	(1 212)	(3 733)	(5 824)
Total	6 229	8 033	26 888	36 966
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	981	1 203	3 768	5 628
Secteur Aval	3 354	4 578	14 526	21 476
Produits chimiques	162	230	725	1 196
Éliminations	(866)	(1 209)	(3 735)	(5 821)
Achats de pétrole brut et de produits	3 631	4 802	15 284	22 479
Dépenses de production et de fabrication				
Secteur Amont	940	949	3 766	3 882
Secteur Aval	336	439	1 461	1 564
Produits chimiques	53	50	207	216
Éliminations	-	-	-	-
Dépenses de production et de fabrication	1 329	1 438	5 434	5 662
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	491	1 294	3 135	4 974
Secteur Aval	64	262	340	572
Produits chimiques	19	11	52	26
Comptes non sectoriels et autres	10	21	68	82
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	584	1 588	3 595	5 654
Frais d'exploration imputés au bénéfice inclus ci-dessus	21	15	73	67

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2015

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2015	2014	2015	2014
Production brute de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN)				
(milliers de barils par jour)				
Cold Lake	155	152	158	146
Kearl	144	47	108	51
Syncrude	64	73	62	64
Conventional	15	14	15	18
Total de la production de pétrole brut	378	286	343	279
LGN mis en vente	2	2	1	3
Total de la production de pétrole brut et de LGN	380	288	344	282
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	122	159	130	168
Production brute d'équivalent pétrole (a)				
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	400	315	366	310
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	136	120	139	114
Kearl	142	44	106	47
Syncrude	61	68	58	60
Conventional	13	12	14	14
Total de la production de pétrole brut	352	244	317	235
LGN mis en vente	1	2	1	2
Total de la production de pétrole brut et de LGN	353	246	318	237
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	119	150	125	156
Production nette d'équivalent pétrole (a)				
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	373	271	339	263
Vente de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	207	187	211	190
Vente de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	191	60	138	69
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour)	4	6	5	8
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	33,61	60,47	36,58	76,03
Prix touché pour le LGN (le baril)	17,74	40,68	14,70	49,11
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	2,25	3,25	2,78	4,54
Prix touché pour l'huile synthétique (le baril)	56,56	82,04	61,33	99,58
Prix touché pour le bitume (le baril)	22,82	52,37	32,48	67,20
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	390	373	386	394
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	93	88	92	94
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence (essence automobile)	245	241	247	244
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur (distillats)	163	177	170	179
Mazout lourd	15	28	16	22
Huiles lubrifiantes et autres produits (autres)	44	34	45	40
Ventes nettes de produits pétroliers	467	480	478	485
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes)	239	214	945	953

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

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2015

	Bénéfice net (PCGR des États-Unis) (en millions de dollars canadiens)	Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué (dollars)
2011		
Premier trimestre	781	0,91
Deuxième trimestre	726	0,85
Troisième trimestre	859	1,01
Quatrième trimestre	1 005	1,18
Exercice	3 371	3,95
2012		
Premier trimestre	1 015	1,19
Deuxième trimestre	635	0,75
Troisième trimestre	1 040	1,22
Quatrième trimestre	1 076	1,26
Exercice	3 766	4,42
2013		
Premier trimestre	798	0,94
Deuxième trimestre	327	0,38
Troisième trimestre	647	0,76
Quatrième trimestre	1 056	1,24
Exercice	2 828	3,32
2014		
Premier trimestre	946	1,11
Deuxième trimestre	1 232	1,45
Troisième trimestre	936	1,10
Quatrième trimestre	671	0,79
Exercice	3 785	4,45
2015		
Premier trimestre	421	0,50
Deuxième trimestre	120	0,14
Troisième trimestre	479	0,56
Quatrième trimestre	102	0,12
Exercice	1 122	1,32