

Calgary, le 27 octobre 2017

L'Impériale communique ses résultats financiers et d'exploitation du troisième trimestre 2017

- Accroissement de la production du secteur Amont de 18 % par rapport au deuxième trimestre de 2017
- Les ventes de produits pétroliers de 500 000 barils par jour demeurent à des niveaux quasi inégalés
- Versement de 386 millions de dollars aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachats d'actions

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Troisième trimestre			Neuf mois		
	2017	2016	%	2017	2016	%
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)	371	1 003	(63)	627	721	(13)
Bénéfice net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	0,44	1,18	(63)	0,74	0,85	(13)
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	159	205	(22)	455	948	(52)

Au cours du troisième trimestre de 2017, l'Impériale a enregistré un bénéfice net de 371 millions de dollars, contre un bénéfice net de 1 003 millions de dollars pour la même période en 2016. Les résultats de 2016 comprennent un gain de 716 millions de dollars (0,84 \$ par action) provenant de la vente de stations-service.

« Au troisième trimestre, le rendement d'exploitation des activités dans les secteurs Amont et Aval a été solide et s'est amélioré considérablement en comparaison à celui du deuxième trimestre de 2017. L'Impériale continue à mettre l'accent sur les fondamentaux de ses activités de base et à réaliser des progrès sur le plan des priorités stratégiques dans le but de maximiser la valeur de ses actifs intégrés », a déclaré Rich Kruger, président du conseil, président et chef de la direction.

La production brute d'équivalent pétrole du secteur Amont s'est établie à 390 000 barils par jour au troisième trimestre, soit 18 % de plus qu'au deuxième trimestre de 2017, en raison de l'augmentation des volumes de production dans chacun des actifs importants de l'Impériale. Au cours du trimestre, la production de Kearl s'est établie à 182 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 129 000 barils), incluant l'incidence des activités de redressement programmées, alors que l'amélioration de la fiabilité se poursuit. La compagnie a optimisé les activités d'entretien prévues pour mettre en œuvre des améliorations, conformément au plan d'amélioration de la fiabilité de Kearl. Syncrude a repris ses activités après l'incendie dans l'unité de valorisation Syncrude à Mildred Lake survenu au début du trimestre et a maintenu des volumes de production élevés par la suite.

Le secteur Aval de l'Impériale a continué d'afficher des résultats solides. Les ventes de produits pétroliers sont demeurées à des niveaux quasi inégalés, témoignant de l'importance que l'entreprise accorde à la conclusion d'ententes d'approvisionnement à long terme avec des clients importants. Au troisième trimestre, l'Impériale a élargi son offre au chapitre des marques en lançant les premières stations-service Mobil au Canada et a en même temps poursuivi la conversion de ses sites de transport par camion Husky à la marque Esso. Ces mesures sont motivées par la stratégie de l'Impériale visant à accroître ses points de vente et à ajouter de la valeur dans le cadre de ses activités d'approvisionnement et de commercialisation de carburants de marque.

« Nous mettons l'accent, dans l'ensemble de l'entreprise, sur l'optimisation de notre modèle d'affaires intégré et sur l'exploitation des débouchés commerciaux sur le marché », ajoute M. Kruger. « L'Impériale fait preuve de résilience dans l'ensemble du cycle des affaires et demeure bien placée pour créer de la valeur à long terme pour ses actionnaires. »

Après plus d'un siècle d'existence, l'Impériale demeure un acteur majeur dans la promotion de la technologie et de l'innovation visant à mettre en valeur les ressources énergétiques du Canada de façon responsable. Principal raffineur de produits pétroliers du Canada, producteur incontournable de pétrole brut et de gaz naturel, producteur clé de produits pétrochimiques et chef de file dans la distribution de carburant à l'échelle du pays, notre compagnie continue de viser les normes les plus élevées qui soient, et ce, dans tous les secteurs d'activité.

Faits saillants du troisième trimestre

- **Le bénéfice net s'est établi à 371 millions de dollars, ou 0,44 \$ par action sur une base diluée**, comparativement à un bénéfice net de 1 003 millions de dollars, ou 1,18 \$ par action, au troisième trimestre de 2016. Les résultats du troisième trimestre de 2016 comprenaient un gain de 716 millions de dollars provenant de la vente de stations-service.
- **Les flux de trésorerie des activités d'exploitation se sont élevés à 837 millions de dollars**, soit une hausse de 65 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de 2016.
- **Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 159 millions de dollars**, en baisse de 46 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de 2016.
- **Le coût des dividendes versés et des rachats d'actions a totalisé 386 millions de dollars au troisième trimestre de 2017**, incluant le rachat d'environ 6,7 millions d'actions au coût de 250 millions de dollars. À ce jour, l'Impériale a racheté environ 10 millions d'actions pour un total de 377 millions de dollars.
- **La production s'est établie en moyenne à 390 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour**, contre 393 000 barils par jour à la même période en 2016. L'amélioration du rendement observée au gisement Kearl et à Cold Lake a été annulée par l'incidence de l'incendie dans l'unité Syncrude de Mildred Lake et par l'arrêt prolongé de Norman Wells, en raison de la fermeture préventive de l'oléoduc Enbridge Ligne 21.
- **Syncrude a affiché des résultats solides après la reprise complète de ses activités à la fin de juillet**, faisant suite à l'incendie survenu dans son unité de valorisation à Mildred Lake, en mars. La quote-part de la compagnie dans la production brute était en moyenne de 74 000 barils par jour durant le troisième trimestre, contre 85 000 barils par jour au troisième trimestre de 2016.
- **Progression du plan visant à atteindre les objectifs de production à Kearl**. L'Impériale a poursuivi la mise en œuvre des améliorations axées sur la fiabilité de ses activités d'extraction et de préparation du minerai au cours des opérations programmées d'entretien. Les améliorations mécaniques utilisées pour le projet d'expansion au deuxième trimestre ont été déployées au troisième trimestre à l'étape du développement initial; les travaux se poursuivront tout au long du quatrième trimestre. La production brute de bitume à Kearl s'est établie en moyenne à 182 000 barils par jour au cours du trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 129 000 barils), contre 159 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 113 000 barils) au troisième trimestre de 2016. Les activités de redressement prévues qui ont commencé à la fin du trimestre ont eu une incidence sur la production d'environ 23 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 16 000 barils).
- **Le débit moyen des raffineries était de 385 000 barils par jour**, contre 407 000 barils par jour au troisième trimestre de 2016. L'utilisation de la capacité de raffinage a atteint 91 %, contre 97 % au troisième trimestre de 2016. Le débit trimestriel reflète les activités d'entretien prévues qui ont commencé en septembre à la raffinerie de Nanticoke. À l'exclusion de ces activités d'entretien prévues, l'utilisation a atteint 99 %.
- **Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 500 000 barils par jour**, par rapport à 505 000 barils par jour au cours du troisième trimestre de 2016. Les volumes quasi égalés témoignent de l'efficacité de la stratégie de marketing et d'approvisionnement de l'Impériale, visant à soutenir la croissance continue de la clientèle.
- **La conversion de 74 établissements à cartes-accès de Husky à la bannière Esso est bien amorcée**, les activités de transport de carburant par camion d'Impériale effectuant la transition vers un modèle d'exploitation de grossistes sous marque. Dans le cadre d'une entente déjà annoncée, Husky exploitera le réseau consolidé de 156 établissements Esso, tandis que l'Impériale fournira des carburants de marque et continuera d'investir dans des programmes de marketing novateurs. La création de la nouvelle image de marque devrait être terminée d'ici la fin de l'exercice 2017.
- **Les premières stations-service de marque Mobil ont ouvert leurs portes au Canada à l'emplacement des magasins Loblaws existants**. Le lancement fait partie d'un accord déjà annoncé avec BG Fuels visant la conversion de 213 stations-service à l'échelle du pays à la marque de Mobil et à établir l'Impériale comme fournisseur exclusif de carburant. Avec ce réseau, combiné au réseau de détaillants actuel d'Esso, l'Impériale fournira du carburant à plus de 2 000 stations-service de marque partout au Canada une fois terminée la conversion des stations-service Mobil en 2018.

Comparaison des troisièmes trimestres de 2017 et de 2016

Le bénéfice net de l'entreprise au troisième trimestre de 2017 a été de 371 millions de dollars ou 0,44 \$ par action sur une base diluée, comparativement à un bénéfice net de 1 003 millions de dollars ou 1,18 \$ par action pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les résultats du troisième trimestre de 2016 comprenaient un gain de 716 millions de dollars provenant de la vente de stations-service.

Le secteur Amont a enregistré un bénéfice net de 62 millions de dollars au cours du troisième trimestre, contre une perte nette de 26 millions de dollars pour la même période en 2016. Les résultats du troisième trimestre de 2017 sont fortement liés à l'augmentation du prix touché pour les ventes de brut canadien d'environ 190 millions de dollars ainsi qu'à la hausse des volumes de Kearn d'environ 50 millions de dollars. Cette augmentation a été partiellement annulée par la baisse d'environ 80 millions de dollars des volumes de production de pétrole classique et des volumes sur le site de Syncrude, ce qui inclut l'absence de production au site Norman Wells, et la hausse des redevances d'environ 50 millions de dollars.

Le cours moyen du West Texas Intermediate (WTI) s'est établi à 48,23 USD par baril au troisième trimestre de 2017, contre 44,94 USD pour la même période de 2016. Le cours moyen du Western Canada Select (WCS) s'est établi à 38,29 USD par baril, contre 31,43 USD par baril pour les mêmes périodes. Le différentiel entre les cours WTI et WCS s'est réduit à 21 % au troisième trimestre de 2017, comparativement à 30 % pour la même période en 2016.

Le dollar canadien valait en moyenne 0,80 USD au troisième trimestre de 2017, soit une hausse de 0,03 USD depuis le troisième trimestre de 2016.

Les réalisations moyennes de l'Impériale en dollars canadiens pour le bitume et le pétrole brut synthétique ont augmenté de manière généralement conforme aux références nord-américaines, ajustées en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est élevé à 39,02 \$ par baril au cours du troisième trimestre de 2017, ce qui correspond à une hausse de 8,86 \$ par baril par rapport au troisième trimestre de 2016. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique était de 61,14 \$ par baril, soit une augmentation de 2,17 \$ par rapport à la même période en 2016.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 163 000 barils par jour au cours du troisième trimestre, en regard de 157 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent. Cet accroissement de la production est principalement attribuable au calendrier des cycles de vapeur.

La production moyenne brute de bitume à Kearn s'est établie à 182 000 barils par jour au cours du troisième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 129 000 barils), contre 159 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 113 000 barils) durant le troisième trimestre de 2016. L'augmentation de la production est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude a été de 74 000 barils par jour, contre 85 000 barils par jour au troisième trimestre de 2016. Les réparations associées à l'incendie dans l'unité de valorisation Syncrude de Mildred Lake se sont achevées à la fin juillet. La baisse des volumes du troisième trimestre tient compte de l'incidence de l'incendie sur les activités, par rapport au même trimestre en 2016.

Les revenus nets du secteur Aval ont été de 292 millions de dollars au troisième trimestre, contre 1 002 millions de dollars pour la même période en 2016. Les bénéfices ont diminué en raison principalement de l'absence d'un gain de 716 millions de dollars provenant de la vente de stations-service appartenant à la compagnie et de l'intensification des activités de redressement à la raffinerie d'environ 100 millions de dollars. Ces facteurs ont été en partie annulés par la hausse des marges de raffinage d'environ 140 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries était de 385 000 barils par jour, par rapport à 407 000 barils par jour au cours du troisième trimestre de 2016. Cette diminution du débit fait écho à l'augmentation des activités de redressement liées à la raffinerie de Nanticoke au troisième trimestre de 2017.

Les ventes de produits pétroliers a été de 500 000 barils par jour, par rapport à 505 000 barils par jour au troisième trimestre de 2016.

Le bénéfice net du secteur Produits chimiques était de 52 millions de dollars au troisième trimestre, contre 56 millions de dollars pour la même période en 2016.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde négatif de 35 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à un solde négatif de 29 millions de dollars pour la période correspondante de 2016.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 837 millions de dollars au troisième trimestre, contre 772 millions de dollars pour la période correspondante de 2016.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 234 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à des entrées nettes de 1 005 millions de dollars liées aux activités d'investissements au cours de la période correspondante de 2016, en raison de la baisse des produits tirés de la vente d'actifs.

Les activités de financement ont généré des décaissements de 393 millions de dollars durant le troisième trimestre, contre 1 724 millions de dollars durant le troisième trimestre de 2016, reflétant le fait qu'il n'y a pas eu de remboursement de la dette. Les dividendes payés au troisième trimestre de 2017 ont été de 136 millions de dollars. Les dividendes par action versés au troisième trimestre ont atteint 0,16 \$ comparativement à 0,15 \$ pour la période correspondante de 2016. Durant le deuxième trimestre 2017, l'Impériale a repris ses achats d'actions dans le cadre de son programme de rachat. Au cours du troisième trimestre, l'entreprise a racheté environ 6,7 millions d'actions pour un total d'environ 250 millions de dollars.

Le solde de trésorerie s'élevait à 833 millions de dollars au 30 septembre 2017, comparativement à 248 millions de dollars à la fin du troisième trimestre de 2016.

Les rachats d'actions devraient atteindre environ 250 millions de dollars au cours du quatrième trimestre de 2017. Les plans d'achats peuvent être modifiés à tout moment sans préavis.

Faits saillants des neuf premiers mois

- Le bénéfice net a été de 627 millions de dollars, contre un bénéfice net de 721 millions de dollars au cours de l'exercice précédent.
- Le bénéfice net par action sur une base diluée était de 0,74 \$, par rapport à un bénéfice net par action de 0,85 \$ en 2016.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 683 millions de dollars, en hausse par rapport à 1 264 millions de dollars en 2016.
- La moyenne de production de pétrole brut équivalent a été de 367 000 barils par jour, soit une réduction de 3 % par rapport aux 380 000 barils par jour en 2016.
- Le débit moyen des raffineries a été de 381 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 351 000 barils sur la même période en 2016.
- Les dividendes par action déclarés depuis le début de l'exercice se sont élevés à 0,47 \$, en hausse de 0,03 \$ par action par rapport à 2016.

Comparaison des neuf premiers mois de 2017 et de 2016

Le bénéfice net des neuf premiers mois 2017 s'est établi à 627 millions de dollars ou 0,74 \$ par action sur une base diluée, comparativement à un bénéfice net de 721 millions de dollars ou 0,85 \$ par action pour les neuf premiers mois de 2016.

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 225 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2017, contre une perte nette de 764 millions de dollars durant la même période en 2016. Ces résultats reflètent l'impact de meilleures réalisations du prix touché pour le pétrole brut canadien d'environ 940 millions de dollars et la hausse des volumes au site de Kearl d'environ 50 millions de dollars. Ces augmentations ont été partiellement annulées par des redevances plus élevées d'environ 150 millions de dollars, la baisse d'environ 130 millions de dollars des volumes de production de pétrole classique et des volumes sur le site de Syncrude, ce qui inclut l'absence de production au site Norman Wells, l'augmentation des coûts énergétiques d'environ 90 millions de dollars, et l'augmentation d'environ 90 millions de dollars des dépenses d'exploitation sur le site Syncrude.

Le cours moyen du West Texas Intermediate (WTI) s'est établi en moyenne à 49,40 USD par baril pour la période des neuf premiers mois de 2017, contre 41,54 USD par baril durant la même période en 2016. Le cours moyen du Western Canada Select (WCS) s'est établi en moyenne à 37,57 USD et à 27,74 USD respectivement pour les mêmes périodes. Le différentiel entre les cours WTI et WCS s'est réduit à 24 % au cours des neuf premiers mois de 2017, comparativement à 33 % pour la même période en 2016.

Au cours des neuf premiers mois de 2017, le dollar canadien s'est apprécié face au dollar américain par rapport à la même période en 2016. Le dollar canadien valait en moyenne 0,77 USD au cours des neuf premiers mois de 2017, soit une hausse de 0,01 USD par rapport à la même période en 2016.

Les réalisations moyennes de l'Impériale en dollars canadiens pour le bitume et le pétrole brut synthétique ont augmenté de manière essentiellement conforme aux références nord-américaines, ajustées en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix moyen touché pour le bitume s'est élevé à 37,82 \$ par baril pour les neuf premiers mois de 2017, soit une augmentation de 14,05 \$ par baril par rapport à la même période en 2016. Le prix moyen touché pour le pétrole brut synthétique était de 64,37 \$ par baril, soit une augmentation de 10,92 \$ pour la même période en 2016.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 161 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2017, en regard de 162 000 barils par jour pour la même période en 2016.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 179 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2017 (la part de l'Impériale se chiffrant à 127 000 barils), en hausse par rapport à 169 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils) pour la même période en 2016. L'augmentation de la production en 2017 témoigne de la plus grande fiabilité des opérations d'extraction et de préparation du minerai.

Au cours des neuf premiers mois de 2017, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude a été en moyenne de 56 000 barils par jour, comparativement à 61 000 barils par jour pour la période correspondante de 2016. Le total de production depuis le début de l'année du site Syncrude a été affecté par un incendie dans l'unité de valorisation Syncrude de Mildred Lake survenu en mars 2017, ainsi que par des travaux d'entretien programmés. En 2016, la production avait été affectée par les feux de forêt en Alberta et par des travaux d'entretien programmés.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 750 millions de dollars, contre 1 393 millions de dollars pour la même période en 2016. Les bénéfices ont diminué en raison principalement de l'absence d'un gain de 719 millions de dollars provenant de la vente de stations-service appartenant à l'entreprise et à des marges de marketing moins élevées d'environ 170 millions de dollars liées à l'incidence de la cession d'actif de vente au détail. Ces facteurs ont été en partie annulés par un gain de 151 millions de dollars provenant de la vente d'un actif excédentaire et par la hausse des marges de raffinage d'environ 90 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries était de 381 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2017, en hausse par rapport à 351 000 barils par jour de la même période en 2016. L'utilisation de la capacité de production a augmenté à environ 90 % contre 83 % pour la même période en 2016, ce qui fait écho au ralentissement des activités d'entretien de redressement.

Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 492 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2017, en hausse par rapport à 481 000 barils par jour durant la même période en 2016. La croissance des ventes est toujours soutenue par une solide collaboration dans notre chaîne de valeur du secteur Aval, ainsi que par l'élargissement des réseaux de l'Impériale couvrant les ventes en gros, ainsi que le secteur industriel et le secteur commercial.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques s'est établi à 161 millions de dollars, en hausse par rapport à 160 millions de dollars pour la période correspondante en 2016.

Pour les neuf premiers mois de 2017, dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde négatif de 59 millions de dollars, comparativement à un solde négatif de 68 millions de dollars pour la période correspondante de 2016.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 683 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, contre 1 264 millions de dollars pour la période correspondante de 2016, reflétant des revenus plus élevés, excluant l'incidence des ventes d'actifs, partiellement annulés par l'incidence défavorable liée au fonds de roulement.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des décaissements nets de 454 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2017, comparativement à des entrées de 350 millions de dollars au cours de la période correspondante de 2016, représentant la baisse des produits tirés de la vente d'actifs partiellement annulée par une diminution du nombre d'ajouts aux immobilisations corporelles.

Les activités de financement ont généré des décaissements de 787 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2017, contre 1 569 millions de dollars durant la même période en 2016, reflétant le fait qu'il n'y a pas eu de remboursement de la dette. Les dividendes payés au cours des neuf premiers mois de 2017 ont totalisé 390 millions de dollars. Les dividendes par action versés au cours des neuf premiers mois de 2017 se sont élevés à 0,46 \$ comparativement à 0,43 \$ pour la période correspondante en 2016.

Au cours des neuf premiers mois de 2017, l'entreprise a racheté environ 10 millions d'actions pour un total de 377 millions de dollars, ce qui comprend les actions rachetées à la société Exxon Mobil Corporation.

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 prévisionnels. Les futurs résultats financiers et d'exploitation réels, y compris la croissance de la demande et la combinaison de sources énergétiques; la croissance et la répartition de la production; les plans, les dates, les coûts et les capacités des projets; les taux de production; la durée de production et la récupération des ressources; les économies de coûts; les ventes de produits; les sources de financement; et les dépenses reliées aux immobilisations et à l'environnement sont susceptibles d'être substantiellement différents en raison d'un certain nombre de facteurs, comme les fluctuations de l'offre et de la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques, et des prix et des impacts des marges qui en découlent; les restrictions en matière de transport pour accéder aux marchés, les événements politiques ou l'évolution de la réglementation, y compris des changements apportés aux lois et aux politiques gouvernementales; les taux de redevance applicables et les lois fiscales; l'obtention en temps opportun de l'approbation des organismes de réglementation et de tierces parties; l'opposition de tiers à des opérations et projets; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration et de production pétrolière et gazière; la réglementation environnementale, y compris les restrictions en matière de changements climatiques et d'émissions de gaz à effet de serre; les taux de change; la disponibilité et l'allocation de capitaux; le rendement de tiers fournisseurs de services; les interruptions opérationnelles imprévues; l'efficacité de gestion, les négociations commerciales, la gestion de projet et des échéanciers; les développements technologiques inattendus; les dangers et risques opérationnels; la planification préalable aux catastrophes; la capacité de développer ou d'acquérir de nouvelles réserves; 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 entreprises 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.

Dans ce document, tous les montants sont exprimés en dollars canadiens, à moins d'avis contraire. Le présent document doit être lu conjointement avec le rapport annuel de l'entreprise sur formulaire 10-K couvrant l'exercice ayant pris fin le 31 décembre 2016. Par ailleurs, il est possible que les totaux indiqués ne concordent pas exactement à la somme des valeurs correspondantes à cause des arrondissements.

Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans le présent 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.

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	7 158	7 442	21 347	18 912
Total des dépenses	6 662	6 260	20 556	18 131
Bénéfice (perte) avant impôts	496	1 182	791	781
Impôts	125	179	164	60
Bénéfice (perte) net	371	1 003	627	721
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	0,44	1,18	0,74	0,85
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	0,44	1,18	0,74	0,85
Autres données financières				
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	5	774	191	808
Total de l'actif au 30 septembre			41 370	42 094
Total du passif au 30 septembre			5 215	7 310
Couverture des intérêts par le bénéfice (nombre de fois couverts)			25,7	8,3
Autres obligations à long terme au 30 septembre			3 698	3 444
Capitaux propres au 30 septembre			25 021	23 982
Capitaux engagés au 30 septembre			30 261	31 309
Rendement des capitaux engagés moyens (en pourcentage) (a)			7,0	2,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	134	127	397	373
Par action ordinaire (dollars)	0,16	0,15	0,47	0,44
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 30 septembre			837,6	847,6
Moyenne – compte tenu d'une dilution	844,9	850,8	848,4	850,6

(a) Le rendement du capital engagé correspond à la moyenne mobile du bénéfice net, coûts de financement après impôts non déduits, divisée par la moyenne du capital engagé sur les quatre derniers trimestres.

Annexe II

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2017	2016	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	833	248	833	248
Bénéfice (perte) net	371	1 003	627	721
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	391	398	1 135	1 229
(Gain) perte à la vente d'actifs	(6)	(909)	(219)	(952)
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	131	215	294	35
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :	(50)	65	(154)	231
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	837	772	1 683	1 264
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(234)	1 005	(454)	350
Produits associés à la vente d'actifs	8	1 194	230	1 244
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(393)	(1 724)	(787)	(1 569)

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	62	(26)	(225)	(764)
Secteur Aval	292	1 002	750	1 393
Produits chimiques	52	56	161	160
Comptes non sectoriels et autres	(35)	(29)	(59)	(68)
Bénéfice (perte) net	371	1 003	627	721
Revenus et autres produits				
Secteur Amont	2 262	2 026	6 677	5 237
Secteur Aval	5 460	6 094	16 127	15 078
Produits chimiques	324	340	1 014	955
Éliminations / comptes non sectoriels et autres	(888)	(1 018)	(2 471)	(2 358)
Revenus et autres produits	7 158	7 442	21 347	18 912
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	947	861	3 089	2 584
Secteur Aval	4 014	3 827	12 037	10 139
Produits chimiques	179	188	573	518
Éliminations	(889)	(1 019)	(2 473)	(2 357)
Achats de pétrole brut et de produits	4 251	3 857	13 226	10 884
Dépenses de production et de fabrication				
Secteur Amont	893	887	2 917	2 634
Secteur Aval	394	323	1 169	1 059
Produits chimiques	51	51	152	149
Éliminations	-	-	-	-
Dépenses de production et de fabrication	1 338	1 261	4 238	3 842
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	92	149	286	745
Secteur Aval	55	38	128	145
Produits chimiques	5	7	12	21
Comptes non sectoriels et autres	7	11	29	37
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	159	205	455	948
Frais d'exploration imputés au bénéfice inclus ci-dessus	7	16	29	75

Données d'exploitation	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2017	2016	2017	2016
Production brute de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN) (milliers de barils par jour)				
Cold Lake	163	157	161	162
Kearl	129	113	127	120
Syncrude	74	85	56	61
Classique	3	14	2	14
Total de la production de pétrole brut	369	369	346	357
LGN mis en vente	1	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	370	370	347	358
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	121	135	118	131
Production brute d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	390	393	367	380
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	134	134	131	137
Kearl	127	110	124	118
Syncrude	68	85	52	61
Classique	3	12	2	13
Total de la production de pétrole brut	332	341	309	329
LGN mis en vente	1	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	333	342	310	330
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	118	122	110	125
Production nette d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	353	362	329	351
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	212	198	214	213
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	158	146	163	161
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour)	5	5	6	5
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Prix touché pour le bitume (le baril)	39,02	30,16	37,82	23,77
Prix touché pour le pétrole synthétique (le baril)	61,14	58,97	64,37	53,45
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	49,03	40,33	51,21	33,51
Prix touché pour le LGN (le baril)	28,40	11,50	28,50	13,21
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	1,77	2,56	2,68	2,17
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	385	407	381	351
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	91	97	90	83
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence	269	275	258	262
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	168	171	177	167
Mazout lourd (b)	19	17	19	14
Huiles lubrifiantes et autres produits	44	42	38	38
Ventes nettes de produits pétroliers	500	505	492	481
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes) (b)	196	242	590	704

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

(b) En 2017, les ventes de produit de noir de carbone sont présentées avec le mazout lourd, tandis qu'elles figuraient dans les ventes de produits pétrochimiques en 2016.

Annexe V

	Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) en millions de dollars canadiens	Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué dollars
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
2016		
Premier trimestre	(101)	(0,12)
Deuxième trimestre	(181)	(0,21)
Troisième trimestre	1 003	1,18
Quatrième trimestre	1 444	1,70
Exercice	2 165	2,55
2017		
Premier trimestre	333	0,39
Deuxième trimestre	(77)	(0,09)
Troisième trimestre	371	0,44
Exercice	627	0,74