

Calgary, le 29 octobre 2021

TSE : IMO, NYSE American : IMO

L'Impériale communique ses résultats financiers et d'exploitation du troisième trimestre 2021

- Bénéfice net au troisième trimestre de 908 millions de dollars
- Solide rendement intégré et prix élevés des matières premières générant un flux de trésorerie lié aux activités d'exploitation de 1 947 millions de dollars et des flux de trésorerie disponibles¹ de 1 688 millions de dollars
- Production au troisième trimestre la plus élevée en plus de 30 ans grâce à une forte production continue à Kearl
- Taux d'utilisation de la capacité du secteur Aval de 94 % pour le trimestre, le plus élevé depuis le quatrième trimestre de 2018
- Annonce des plans de construction d'un complexe de production de diesel renouvelable de classe mondiale à la raffinerie de Strathcona
- Bénéfice net trimestriel et en cumul annuel le plus élevé pour le secteur Produits chimiques en plus de 30 ans
- Versement, au cours du trimestre, de plus de 500 millions de dollars aux actionnaires en dividendes et par le rachat d'actions, soit plus de 2 milliards de dollars en cumul annuel
- Déclaration au quatrième trimestre d'un dividende de 0,27 dollar par action

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Troisième trimestre			Neuf mois		
	2021	2020	Δ	2021	2020	Δ
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	908	3	+905	1 666	(711)	+2 377
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,29	-	+1,29	2,31	(0,97)	+3,28
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	277	141	+136	699	679	+20

L'Impériale a déclaré un bénéfice net estimé de 908 millions de dollars au troisième trimestre et un flux de trésorerie des activités d'exploitation de 1 947 millions de dollars, une augmentation par rapport au bénéfice net de 366 millions de dollars et à un flux de trésorerie des activités d'exploitation de 852 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021. Les résultats du troisième trimestre reflètent la hausse de la production et du débit, l'absence d'importantes activités d'entretien et la vigueur soutenue des prix des matières premières.

« L'excellent rendement d'exploitation de l'Impériale a permis à la compagnie de tirer une valeur considérable des prix actuels des matières premières », déclare Brad Corson, président du conseil d'administration, président et chef de la direction. « Grâce à notre rigueur en matière de gestion des coûts et de dépenses en immobilisations, l'Impériale a généré un solide flux de trésorerie¹ de 1 688 millions de dollars au cours du trimestre. »

¹ Mesure non conforme aux PCGR — Se reporter à l'Annexe VI pour la définition et le rapprochement.

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, producteur clé de produits pétrochimiques et chef de file dans la distribution de carburant à l'échelle du pays, notre entreprise continue de viser les normes les plus élevées qui soient, et ce, dans tous les secteurs d'activité.

La production du secteur Amont pour le troisième trimestre s'est élevée en moyenne à 435 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour, la meilleure production pour un troisième trimestre en plus de 30 ans. La production brute trimestrielle totale de Kearn a été en moyenne de 274 000 barils par jour, grâce à l'élimination des activités d'entretien au troisième trimestre, ce qui représente la deuxième production trimestrielle la plus élevée jamais enregistrée. À Cold Lake, la production brute trimestrielle a été en moyenne de 135 000 barils par jour, reflétant la vigueur continue de la production, un résultat partiellement annulé par des activités d'entretien planifiées.

Après la réalisation réussie des activités d'entretien planifiées à Strathcona au cours du deuxième trimestre de 2021, le débit global de la raffinerie au cours du troisième trimestre a augmenté à 404 000 barils par jour en moyenne, avec un taux d'utilisation de la capacité trimestriel grimpant à 94 %. Il s'agit de la meilleure utilisation trimestrielle depuis le quatrième trimestre de 2018. De plus, la demande de produits pétroliers a continué de se rétablir au troisième trimestre, les ventes atteignant en moyenne 485 000 barils par jour.

En août, l'Impériale a annoncé qu'elle prévoyait construire un complexe de production de diesel renouvelable de classe mondiale à la raffinerie de Strathcona en utilisant de l'hydrogène bleu, le but étant d'aider le Canada à respecter ses normes en matière de carburants à faible teneur en carbone. « Le projet de production de diesel renouvelable à Strathcona démontre non seulement l'engagement et le soutien de l'Impériale à l'égard de la transition du Canada vers des carburants à plus faibles émissions et de son objectif d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050, explique Brad Corson, mais il devrait également générer une importante valeur pour notre compagnie et ses actionnaires. »

Le bénéfice net du secteur Produits chimiques au troisième trimestre est de 121 millions de dollars, soit le bénéfice net trimestriel le plus élevé en plus de 30 ans. Le bénéfice net du secteur Produits chimiques des neuf premiers mois de 2021 est de 297 millions de dollars, soit au-delà du record précédent établi en 2018. Les résultats du secteur Produits chimiques sont principalement attribuables à la vigueur soutenue des marges sur les ventes de polyéthylène et à un excellent rendement d'exploitation.

Au cours du trimestre, l'Impériale a versé 508 millions de dollars à ses actionnaires en dividendes et par le rachat d'actions, produisant des rendements pour les actionnaires dépassant maintenant 2 milliards de dollars en cumul annuel. La compagnie a également déclaré un dividende de 0,27 dollar par action pour le quatrième trimestre. « Les mesures que la compagnie a prises pour augmenter la production, réduire sa structure de coûts et faire progresser les initiatives de durabilité continuent d'assurer à l'Impériale une position stratégique qui lui permet de profiter de la situation du marché et de créer une valeur à long terme pour ses actionnaires », observe Brad Corson.

¹ Mesure non conforme aux PCGR — Se reporter à l'Annexe VI pour la définition et le rapprochement.

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, producteur clé de produits pétrochimiques et chef de file dans la distribution de carburant à l'échelle du pays, notre entreprise 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 élevé à 908 millions de dollars, soit 1,29 dollar par action sur une base diluée**, une hausse comparativement à 3 millions de dollars ou 0 dollar par action au troisième trimestre de 2020.
- **Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 947 millions de dollars**, une hausse par rapport aux 875 millions de dollars pour la même période en 2020. Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation, hors le fonds de roulement¹, se sont élevés à 1 504 millions de dollars, une hausse comparativement aux 533 millions de dollars pour la même période en 2020.
- **Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 277 millions de dollars**, une hausse comparativement aux 141 millions de dollars au troisième trimestre de 2020. Pour l'ensemble de 2021, l'on prévoit maintenant que les dépenses en immobilisations et frais d'exploration atteignent environ 1,1 milliard de dollars, une baisse comparativement au chiffre antérieur de 1,2 milliard de dollars.
- **La société a distribué 508 millions de dollars aux actionnaires au troisième trimestre de 2021**, dont 313 millions de dollars en rachats d'actions et 195 millions de dollars en dividendes.
- **La production brute s'est élevée en moyenne à 435 000 barils d'équivalent pétrole par jour**, en hausse par rapport à 365 000 barils par jour pour la période correspondante de 2020. L'augmentation de la production a été alimentée par l'excellent rendement d'exploitation et l'absence d'activités d'entretien planifiées comparativement au troisième trimestre de 2020. La production trimestrielle est la plus élevée au troisième trimestre en plus de 30 ans.
- **La production brute totale de bitume au site de Kearl s'est établie à 274 000 barils en moyenne par jour** (la part de l'Impériale se chiffrant à 194 000 barils), une hausse comparativement aux 189 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 134 000 barils) au troisième trimestre de 2020, et représente la deuxième production trimestrielle la plus élevée jamais enregistrée. Cette production accrue est principalement attribuable à l'absence de la panne d'un pipeline tiers et des répercussions associées aux activités d'entretien planifiées de l'année précédente. Comme prévu, les intervalles entre les activités d'entretien à Kearl ont été prolongés et l'entretien éliminé au cours du troisième trimestre.
- **La production brute de bitume au site de Cold Lake s'est établie à 135 000 barils par jour**, une hausse comparativement aux 131 000 barils par jour au cours du troisième trimestre de 2020. La hausse de la production s'explique principalement par l'optimisation continue de la production et l'amélioration de la fiabilité, deux facteurs partiellement annulés par des activités d'entretien planifiées.
- **La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 78 000 barils par jour**, une hausse par rapport aux 67 000 barils par jour au troisième trimestre de 2020. L'augmentation de la production a été principalement alimentée par l'absence des activités d'entretien planifiées au troisième trimestre de 2020.
- **L'exploitation de Syncrude Canada a été transférée avec succès à Suncor**. La transition étant achevée, il est prévu d'en tirer des synergies supplémentaires, une rentabilité maximale ainsi qu'une plus grande fiabilité.
- **Le débit moyen des raffineries a été de 404 000 barils par jour**, en hausse par rapport aux 341 000 barils par jour du troisième trimestre de 2020. Le taux d'utilisation de la capacité a atteint 94 %, une hausse comparativement à 81 % au troisième trimestre de 2020, ce qui représente la plus forte utilisation trimestrielle depuis le quatrième trimestre de 2018. La hausse du débit est attribuable à une demande accrue.
- **Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 485 000 barils par jour**, en hausse par rapport aux 449 000 barils par jour du troisième trimestre de 2020. La hausse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable à une demande plus forte.

¹ Mesure non conforme aux PCGR — Se reporter à l'Annexe VI pour la définition et le rapprochement.

- **Annonce des plans de construction d'un complexe de production de diesel renouvelable de classe mondiale à la raffinerie de Strathcona.** Ce complexe devrait produire plus d'un milliard de litres par an de diesel renouvelable à partir de charges d'alimentation obtenues de sources et de cultures locales. Le projet devrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 3 millions de tonnes par an comparativement aux carburants conventionnels. La décision finale d'investissement s'appuiera sur plusieurs facteurs.
- **Le bénéfice net du secteur Produits chimiques est de 121 millions de dollars pour ce trimestre,** soit le bénéfice net trimestriel le plus élevé en plus de 30 ans, en hausse comparativement aux 27 millions de dollars du troisième trimestre de 2020. Le bénéfice net du secteur Produits chimiques des neuf premiers mois de 2021 est de 297 millions de dollars, soit au-delà du record précédent établi en 2018. L'amélioration des résultats découle de la vigueur soutenue des marges sur les ventes de polyéthylène et d'un excellent rendement d'exploitation.

¹ Mesure non conforme aux PCGR — Se reporter à l'Annexe VI pour la définition et le rapprochement.

Résultats d'exploitation

Au début de l'année 2020, deux effets perturbateurs importants se sont fait ressentir sur l'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole et de produits pétrochimiques. En ce qui concerne la demande, la pandémie de COVID-19 s'est rapidement propagée dans la plupart des régions du monde, ce qui a fortement ralenti les activités commerciales et de consommation, et a considérablement réduit la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers. Cette baisse de la demande a coïncidé avec l'annonce d'une hausse de la production dans certains des principaux pays producteurs de pétrole, ce qui a fait augmenter le niveau des stocks et chuter les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers.

En 2021, la demande de produits pétroliers et pétrochimiques a continué de se rétablir, chaque résultat financier trimestriel consécutif de la compagnie bénéficiant de meilleurs prix comparativement au trimestre précédent. La compagnie continue de surveiller de près l'industrie et les conditions économiques mondiales, y compris la reprise après la pandémie de COVID-19.

Au-delà de la volatilité caractéristique de la conjoncture, le processus de planification annuelle de la compagnie permet de réaffirmer les principes fondamentaux de l'offre et de la demande à la base de nos activités. Sont pris en compte des risques variés et d'autres facteurs qui pourraient influencer les tendances futures en matière d'offre et de demande énergétiques, y compris les progrès sur le plan technologique, l'évolution de la réglementation et des politiques gouvernementales, les changements climatiques, les restrictions concernant les gaz à effet de serre et divers autres facteurs économiques. La compagnie estime que les risques liés aux changements climatiques sont un enjeu mondial qui exige une collaboration entre les gouvernements, les entreprises privées, les consommateurs et d'autres intervenants afin de créer des solutions concrètes. De telles solutions devraient répondre à la demande croissante dans le monde de sources d'énergie fiables et abordables tout en créant des occasions de transition vers un avenir plus sobre en carbone. La variété des voies de transition potentielles de la société vers un tel avenir, lesquelles sont influencées par les hypothèses concernant la croissance économique, la technologie et les politiques gouvernementales, signale une grande incertitude quant aux types d'énergies qui seront en demande et aux niveaux de cette demande.

Le conseil d'administration évalue le risque lié aux changements climatiques dans le contexte du risque d'entreprise global, lequel couvre d'autres risques opérationnels, stratégiques et financiers. La compagnie tient compte des interactions entre ces facteurs en appliquant une stratégie qui est résiliente face aux nombreuses voies potentielles de transition énergétique de la société et qui continue d'accroître la valeur pour les actionnaires. Dans le cadre de son processus annuel de planification des affaires, la compagnie élabore ses plans stratégiques et ses perspectives des prix à plus long terme en tenant compte des secteurs émergents et de la conjoncture ainsi que des incertitudes sur les marchés et entourant les politiques gouvernementales. La compagnie continue de progresser dans la réalisation de ses plans de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de ses efforts en vue d'assurer sa prospérité dans un avenir énergétique plus sobre en carbone. Elle s'attend à jouer un rôle important dans la fourniture d'énergie et de produits essentiels à la croissance économique tout en réduisant au minimum les impacts environnementaux et en aidant la société à bâtir un avenir énergétique plus sobre en carbone. La compagnie continue d'analyser les scénarios internes et externes des marchés futurs de l'énergie afin de mieux comprendre les mesures à prendre pour assurer la résilience et de cerner les occasions éventuelles, sans perdre de vue la grande incertitude entourant les hypothèses et résultats des scénarios en question.

Si le processus de planification entraîne des changements importants dans les plans de développement actuels de la compagnie pour son portefeuille, certains actifs pourraient être dépréciés. La compagnie procédera à toutes les évaluations nécessaires concernant les possibilités de récupération d'actifs dans le cadre de la préparation et de l'examen de ses états financiers de fin d'exercice pour inclusion dans son formulaire 10-K de 2021. D'ici la fin de ces activités, il est impossible de déterminer raisonnablement toute dépréciation future potentielle.

Comparaison des troisièmes trimestres de 2021 et de 2020

La compagnie a enregistré un bénéfice net de 908 millions de dollars ou 1,29 dollar par action sur une base diluée au troisième trimestre de 2021, une hausse par rapport au bénéfice net de 3 millions de dollars ou 0 dollar par action pour la même période en 2020.

Le secteur Amont a enregistré un bénéfice net de 524 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, comparativement à une perte nette de 74 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats reflète une hausse des prix touchés pour le pétrole brut d'environ 730 millions de dollars et une hausse des volumes d'environ 350 millions de dollars. Ces éléments ont été partiellement annulés par une hausse des dépenses d'exploitation d'environ 210 millions de dollars, une hausse des redevances d'environ 190 millions de dollars et des effets de change défavorables d'environ 60 millions de dollars.

Le cours du West Texas Intermediate (WTI) s'est élevé en moyenne à 70,52 dollars américains par baril durant le troisième trimestre de 2021, en hausse par rapport à 40,93 dollars américains pour le même trimestre en 2020. Le Western Canada Select (WCS) s'est établi en moyenne à 57,08 dollars américains le baril et à 31,81 dollars américains le baril pour les mêmes périodes. Le différentiel entre le WTI et le WCS s'est établi en moyenne à environ 13 dollars américains le baril au troisième trimestre de 2021, une hausse comparativement aux 9 dollars américains environ pour la même période en 2020.

La valeur du dollar canadien était en moyenne de 0,79 dollar américain au troisième trimestre de 2021, soit une hausse de 0,04 dollar américain par rapport au troisième trimestre de 2020.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté au cours du trimestre, généralement en raison de l'augmentation du WCS. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 60,44 dollars le baril au troisième trimestre de 2021, en hausse par rapport aux 35,95 dollars le baril touchés au troisième trimestre de 2020. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique a augmenté de façon générale parallèlement au WTI, ajusté selon les variations des taux de change et des frais de transport. Le prix moyen touché pour le pétrole brut synthétique s'est établi à 85,94 dollars le baril au troisième trimestre de 2021, en hausse par rapport aux 50,79 dollars le baril à la période correspondante de 2020.

La production brute totale de bitume à Kearl s'est établie en moyenne à 274 000 barils par jour au troisième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 194 000 barils), en hausse par rapport à 189 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 134 000 barils) lors du troisième trimestre de 2020. La hausse de la production est principalement attribuable à l'absence de la panne d'un pipeline tiers, de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché et des répercussions des activités d'entretien planifiées de l'année précédente.

La production brute moyenne de bitume de Cold Lake s'est établie à 135 000 barils par jour au troisième trimestre, en hausse par rapport à 131 000 barils par jour pour la même période de 2020.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 78 000 barils par jour, en hausse par rapport à 67 000 barils par jour au troisième trimestre de 2020. L'augmentation de la production est principalement attribuable à l'absence des activités d'entretien de l'année précédente.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 293 millions de dollars au troisième trimestre de 2021, une hausse comparativement au bénéfice net de 77 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats reflète principalement une hausse des marges d'environ 280 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries a été de 404 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 341 000 barils par jour du troisième trimestre de 2020. L'utilisation des capacités de production était de 94 %, une hausse comparativement à 81 % pour la même période en 2020. La hausse du débit est attribuable à une demande accrue.

Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 485 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 449 000 barils par jour du troisième trimestre de 2020. La hausse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable à une demande plus forte.

Le bénéfice net du secteur Produits chimiques s'est établi à 121 millions de dollars au troisième trimestre, une hausse comparativement aux 27 millions de dollars pour le même trimestre en 2020, qui est principalement attribuable à l'accroissement des marges sur les ventes de polyéthylène.

Les dépenses des comptes non sectoriels et autres se sont élevées à 30 millions de dollars au troisième trimestre, en hausse par rapport à 27 millions de dollars pour la même période en 2020.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 947 millions de dollars au troisième trimestre, une hausse par rapport à 875 millions de dollars pour la période correspondante de 2020, qui reflète principalement l'augmentation des prix touchés dans le secteur Amont et l'accroissement des marges dans le secteur Aval.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 259 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à 125 millions de dollars à la période correspondante de 2020. Pour l'ensemble de 2021, l'on prévoit maintenant que les dépenses en immobilisations et frais d'exploration atteignent environ 1,1 milliard de dollars, une baisse par rapport au chiffre antérieur de 1,2 milliard de dollars.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 589 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à 166 millions de dollars au troisième trimestre de 2020. Les dividendes payés au cours du troisième trimestre de 2021 ont totalisé 195 millions de dollars. Le dividende par action versé au troisième trimestre a été de 0,27 dollar, en hausse par rapport à 0,05 dollar pour la période correspondante de 2020. Au cours du troisième trimestre, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 9,0 millions d'actions totalisant 313 millions de dollars, y compris des actions achetées d'Exxon Mobil Corporation. Durant le troisième trimestre 2020, la compagnie n'a acheté aucune action dans le cadre de son programme d'achat d'actions.

Le solde de trésorerie de la compagnie s'établissait à 1 875 millions de dollars au 30 septembre 2021, comparativement à 817 millions de dollars à la fin du troisième trimestre de 2020.

Faits saillants des neuf premiers mois

- Le bénéfice net s'est élevé à 1 666 millions de dollars, comparativement à une perte nette de 711 millions de dollars en 2020.
- Le bénéfice net par action sur une base diluée a été de 2,31 dollars, comparativement à une perte nette par action de 0,97 dollar en 2020.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 3 844 millions de dollars, comparativement à 482 millions de dollars en 2020.
- Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 699 millions de dollars, en hausse par rapport à 679 millions de dollars en 2020.
- La production brute s'est élevée en moyenne à 423 000 barils d'équivalent pétrole par jour, en hausse par rapport à 377 000 barils par jour en 2020.
- Le débit moyen des raffineries était de 367 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 334 000 barils par jour en 2020.
- Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 442 000 barils par jour, une hausse par rapport à 423 000 barils par jour en 2020.
- Le dividende par action déclaré depuis le début de l'exercice a totalisé 0,76 dollar, en hausse par rapport à 0,66 dollar par action en 2020.
- L'Impériale a versé 2 002 millions de dollars aux actionnaires sous la forme de dividendes et d'achats d'actions.

Comparaison des neuf premiers mois de 2021 et de 2020

Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2021 s'est établi à 1 666 millions de dollars ou 2,31 dollars par action sur une base diluée, comparativement à une perte nette de 711 millions de dollars ou 0,97 dollar par action pour les neuf premiers mois de 2020.

Le secteur Amont a enregistré un bénéfice net de 850 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, comparativement à une perte nette de 1 126 millions de dollars en 2020. L'amélioration des résultats reflète une hausse des prix touchés pour le pétrole brut d'environ 2 570 millions de dollars et une hausse des volumes d'environ 620 millions de dollars. Ces éléments ont été partiellement annulés par une hausse des redevances d'environ 490 millions de dollars, une augmentation des dépenses d'exploitation d'environ 490 millions de dollars et des effets de change défavorables d'environ 180 millions de dollars.

Le cours moyen du West Texas Intermediate s'est établi à 65,04 dollars américains le baril pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 38,10 dollars américains le baril en 2020. Le cours moyen du Western Canada Select s'est établi à 52,45 dollars américains le baril et à 24,72 dollars américains le baril aux mêmes périodes. Le différentiel entre le WTI et le WCS s'est établi en moyenne à environ 13 dollars américains le baril pour les neuf premiers mois de 2021, de façon générale parallèlement à la même période en 2020.

La valeur moyenne du dollar canadien a été de 0,80 dollar américain pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse de 0,06 dollar américain par rapport à 2020.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté pour les neuf premiers mois de 2021, généralement en raison de l'augmentation du WCS. Le prix moyen touché pour le bitume s'est établi à 55,30 dollars le baril, une hausse par rapport aux 22,24 dollars le baril à la même période en 2020. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique a augmenté de façon générale parallèlement au WTI, rajusté pour tenir compte des variations des taux de change et des frais de transport. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique s'est établi à 77,62 dollars le baril, une hausse par rapport aux 49,06 dollars le baril pour la même période en 2020.

La production brute totale de bitume à Kearl s'est établie en moyenne à 260 000 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2021 (la part de l'Impériale se chiffrant à 185 000 barils), une hausse par rapport aux 202 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 143 000 barils) à la même période en 2020. La hausse de production est principalement liée à l'absence de la panne d'un pipeline tiers et de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché de l'année précédente.

La production brute moyenne de bitume de Cold Lake s'est établie à 139 000 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 131 000 barils par jour à la même période en 2020.

Au cours des neuf premiers mois de 2021, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 68 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 63 000 barils par jour pour la période correspondante de 2020.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 645 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, une hausse par rapport à 447 millions de dollars pour la même période en 2020. L'amélioration des résultats est attribuable à une hausse des marges d'environ 330 millions de dollars, en partie contrebalancée par les effets défavorables des taux de change évalués à environ 120 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries a été de 367 000 barils par jour durant les neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 334 000 barils par jour de la même période en 2020. Le taux d'utilisation de la capacité a été de 86 %, une hausse comparativement aux 79 % de la même période en 2020. La hausse du débit s'explique par le déclin des répercussions de la pandémie de COVID-19, partiellement annulé par des activités d'entretien planifiées à Strathcona.

Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 442 000 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 423 000 barils par jour lors de la période correspondante en 2020. La hausse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable au déclin des répercussions de la pandémie de COVID-19.

Le bénéfice net du secteur Produits chimiques s'est établi à 297 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 55 millions de dollars à la même période en 2020 qui est principalement attribuable à l'accroissement des marges sur les ventes de polyéthylène.

Les dépenses des comptes non sectoriels et autres se sont élevées à 126 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 87 millions de dollars pour la même période en 2020, attribuable en grande partie à une augmentation des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 3 844 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 482 millions de dollars pour la période correspondante de 2020 qui reflète principalement l'augmentation des prix touchés dans le secteur Amont et l'accroissement des marges dans le secteur Aval.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 613 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2021, une hausse par rapport aux 605 millions de dollars de la même période en 2020. Pour l'ensemble de 2021, l'on prévoit maintenant que les dépenses en immobilisations et frais d'exploration atteignent environ 1,1 milliard de dollars, une baisse par rapport au chiffre antérieur de 1,2 milliard de dollars.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 2 127 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2021, une hausse comparativement aux 778 millions de dollars à la même période en 2020. Les dividendes versés au cours des neuf premiers mois de 2021 se sont élevés à 518 millions de dollars. Le dividende par action versé dans les neuf premiers mois de 2021 a été de 0,71 dollar, en hausse par rapport à 0,66 dollar pour la période correspondante de 2020. Au cours des neuf premiers mois de 2021, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 38,5 millions d'actions pour 1 484 millions de dollars, y compris des actions achetées d'Exxon Mobil Corporation. Au cours des neuf premiers mois de 2020, la compagnie a acheté environ 9,8 millions d'actions pour 274 millions de dollars, ce qui comprend les actions achetées d'Exxon Mobil Corporation.

Au 31 mars 2021, en raison de la résiliation des ententes de services de transport liées à un projet de pipeline tiers, la compagnie a comptabilisé un passif de 62 millions de dollars, précédemment déclaré comme passif éventuel à la note 10 du formulaire 10-K de l'Impériale. Dans le cadre du même projet, les engagements du poste « Autres contrats d'achat à long terme » indiqués dans le formulaire 10-K de l'Impériale ont diminué d'environ 2,9 milliards de dollars. La majorité de ces engagements concernaient les années 2026 et au-delà.

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 énoncés prospectifs peuvent être caractérisés par des termes comme croire, anticiper, avoir l'intention de, proposer, planifier, objectif, viser, projeter, prévoir, cibler, estimer, s'attendre à, stratégie, perspectives, calendrier, futur, continuer, probable, pouvoir, devoir, sera et d'autres termes semblables faisant référence à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport mentionnent notamment les plans de construction d'un complexe de production de diesel renouvelable à la raffinerie de Strathcona, y compris les attentes relativement à la production, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, à l'engagement de la compagnie à l'égard de l'objectif du Canada d'atteindre la carboneutralité, à la capacité de production de valeur pour la compagnie et pour les actionnaires et aux facteurs qui influencent la décision finale d'investissement; le positionnement stratégique de la compagnie qui lui permet de profiter de la situation du marché et de créer une valeur à long terme pour ses actionnaires; les synergies supplémentaires attendues du transfert de l'exploitation Syncrude à Suncor et la capacité de maximiser la rentabilité et d'améliorer la fiabilité; la variété des voies de transition potentielles de la société vers un avenir plus sobre en carbone, qui signale une grande incertitude quant aux types d'énergies qui seront en demande et aux niveaux de cette demande; les efforts de la compagnie relativement au risque lié aux changements climatiques, notamment l'évaluation de ce risque dans le contexte du risque d'entreprise global et de la capacité de poursuivre une stratégie qui est à la fois est résiliente face aux nombreuses voies de transition énergétique de la société et capable d'accroître la valeur pour les actionnaires; les progrès de la compagnie dans la réalisation de ses plans de réduction des émissions de gaz à effet de serre et dans ses efforts en vue d'assurer sa prospérité dans un avenir énergétique plus sobre en carbone; le rôle important de la compagnie dans la fourniture de produits essentiels à la croissance économique tout en réduisant au minimum les impacts environnementaux et en aidant la société à bâtir un avenir énergétique plus sobre en carbone; et des dépenses en immobilisations et frais d'exploration d'environ 1,1 milliard de dollars pour l'ensemble de 2021.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles de la compagnie au moment où les énoncés sont faits. Les résultats financiers et d'exploitation futurs réels, y compris les attentes et les hypothèses concernant la croissance de la demande et la source, l'offre et le bouquet énergétiques; les prix des matières premières, les taux de change et les conditions générales du marché; les taux, la croissance et la composition de la production de divers actifs; les plans de projet, l'échéancier, les coûts, les évaluations techniques et les capacités et l'aptitude de la compagnie à exécuter efficacement ces plans et à exploiter ses actifs, y compris les facteurs qui influencent la décision finale d'investissement pour la construction d'un complexe de production de diesel renouvelable à la raffinerie de Strathcona et tout changement dans la portée, les modalités et les coûts d'un projet approuvé; l'adoption et les répercussions de nouvelles installations ou technologies comme le complexe de production de diesel renouvelable de Strathcona, y compris relativement aux réductions des gaz à effet de serre; l'utilisation des capacités de raffinage, l'utilisation d'énergie, les émissions de gaz à effet de serre et la disponibilité de charges d'alimentation obtenues de sources et de cultures locales; l'évolution de la pandémie de COVID-19 et ses répercussions sur la capacité de l'Impériale à exploiter ses actifs, y compris la fermeture potentielle d'installations en raison d'une éclosion de COVID-19; les lois applicables et les politiques gouvernementales applicables, y compris les restrictions pour contrer la pandémie de COVID-19; la génération de trésorerie, les sources de financement et la structure du capital; les plans d'atténuation du risque lié aux changements climatiques et la résilience de la stratégie de la compagnie face aux nombreuses voies de transition énergétique de la société; les dépenses en capital et liées à l'environnement; et la capacité de la compagnie à exécuter efficacement ses plans de continuité des activités et à mener ses activités d'intervention contre la pandémie pourraient varier considérablement selon un certain nombre de facteurs.

Ces facteurs comprennent les variations mondiales, régionales ou locales de l'offre et de la demande de pétrole, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques ainsi que les incidences sur les prix, les écarts et les marges, y compris les mesures prises par les gouvernements étrangers en ce qui concerne les niveaux d'approvisionnement et les prix et l'incidence de la COVID-19 sur la demande; la disponibilité et la répartition du capital; les événements politiques ou réglementaires, y compris les changements législatifs ou les modifications des politiques gouvernementales, par exemple les lois fiscales, la réduction de la production et les mesures pour contrer la pandémie de COVID-19; la réglementation environnementale, y compris la réglementation portant sur les changements climatiques et les émissions de gaz à effet de serre ainsi que les changements à ces règlements; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; la gestion et les calendriers des projets et l'achèvement de ces projets dans les délais prévus; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, compte tenu notamment des restrictions liées à la COVID-19; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, et la capacité de porter les nouvelles technologies à une échelle commerciale à coût concurrentiel; l'efficacité de la gestion et la préparation pour une intervention en cas de sinistre, y compris les plans de continuité des activités en réponse à la COVID-19; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration et de production pétrolières et gazières; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces; le transport pour accéder aux marchés; les risques et dangers opérationnels; les incidents liés à la cybersécurité, y compris la hausse du télétravail et l'activation des plans de continuité des activités en raison de la COVID-19; les taux de change; la conjoncture économique générale; ainsi que d'autres facteurs abordés dans les facteurs de risque à la rubrique 1A et à la rubrique 7 du rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée du plus récent rapport annuel sur le formulaire 10-K.

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 la Compagnie pétrolière Impériale Limitée. Les résultats réels de l'Impériale peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prospectifs, 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 énoncés prospectifs contenus aux présentes, sauf si la loi l'exige.

Dans ce communiqué, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Ce communiqué doit être lu en parallèle avec le formulaire 10-K le plus récent de l'Impériale. Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

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.

Annexe I

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	10 233	5 955	25 278	16 355
Total des dépenses	9 044	5 952	23 106	17 300
Bénéfice (perte) avant impôts	1 189	3	2 172	(945)
Impôts sur le bénéfice	281	-	506	(234)
Bénéfice (perte) net	908	3	1 666	(711)
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	1,30	-	2,32	(0,97)
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,29	-	2,31	(0,97)
Autres données financières				
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	10	10	34	25
Total de l'actif au 30 septembre			40 875	39 382
Total du passif au 30 septembre			5 182	5 189
Capitaux propres au 30 septembre			21 209	22 792
Capital utilisé au 30 septembre			26 412	28 009
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	188	161	544	485
Par action ordinaire (en dollars)	0,27	0,22	0,76	0,66
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 30 septembre			695,6	734,1
Moyenne – compte tenu d'une dilution	701,9	736,3	721,1	735,7

Annexe II

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 875	817	1 875	817
Activités d'exploitation				
Bénéfice (perte) net	908	3	1 666	(711)
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	488	409	1 432	1 275
Dépréciation d'actifs incorporels	-	-	-	20
(Gain) perte à la vente d'actifs	(12)	(11)	(39)	(28)
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	(120)	(11)	16	(210)
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :	443	342	379	(87)
Autres postes – montant net	240	143	390	223
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 947	875	3 844	482
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(276)	(142)	(684)	(657)
Produits de la vente d'actifs	15	19	57	68
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	2	(2)	14	(16)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(259)	(125)	(613)	(605)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(589)	(166)	(2 127)	(778)

Annexe III

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	524	(74)	850	(1 126)
Secteur Aval	293	77	645	447
Produits chimiques	121	27	297	55
Comptes non sectoriels et autres	(30)	(27)	(126)	(87)
Bénéfice (perte) net	908	3	1 666	(711)
Produits et autres revenus				
Secteur Amont	4 152	2 303	11 579	5 857
Secteur Aval	9 197	4 406	20 333	12 523
Produits chimiques	477	268	1 309	727
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	(3 593)	(1 022)	(7 943)	(2 752)
Produits et autres revenus	10 233	5 955	25 278	16 355
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	1 902	1 176	5 780	3 338
Secteur Aval	7 745	3 322	16 525	8 987
Produits chimiques	244	157	693	416
Éliminations	(3 593)	(1 021)	(7 946)	(2 766)
Achats de pétrole brut et de produits	6 298	3 634	15 052	9 975
Production et fabrication				
Secteur Amont	1 120	863	3 395	2 855
Secteur Aval	356	335	1 039	1 086
Produits chimiques	49	48	145	157
Éliminations	-	-	-	-
Production et fabrication	1 525	1 246	4 579	4 098
Frais de vente et frais généraux				
Secteur Amont	-	-	-	-
Secteur Aval	141	140	416	456
Produits chimiques	21	23	68	69
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	18	(13)	85	(26)
Frais de vente et frais généraux	180	150	569	499
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	151	78	366	454
Secteur Aval	120	50	308	177
Produits chimiques	2	4	6	15
Comptes non sectoriels et autres	4	9	19	33
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	277	141	699	679
Frais d'exploration imputés au bénéfice du secteur Amont inclus ci-dessus	2	2	6	6

Annexe IV

Données d'exploitation	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Production brute de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (LGN) (en milliers de barils par jour)				
Kearl	194	134	185	143
Cold Lake	135	131	139	131
Syncrude	78	67	68	63
Classique	8	8	9	12
Total de la production de pétrole brut	415	340	401	349
LGN mis en vente	1	1	2	2
Total de la production de pétrole brut et de LGN	416	341	403	351
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	112	144	119	158
Production brute d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	435	365	423	377
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Kearl	185	133	178	140
Cold Lake	111	119	112	125
Syncrude	66	67	60	63
Classique	7	6	8	10
Total de la production de pétrole brut	369	325	358	338
LGN mis en vente	1	3	1	2
Total de la production de pétrole brut et de LGN	370	328	359	340
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	111	145	118	151
Production nette d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	389	352	379	365
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	285	192	262	204
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	174	167	186	178
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour) (b)	1	1	-	2
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Bitume (le baril)	60,44	35,95	55,30	22,24
Pétrole synthétique (le baril)	85,94	50,79	77,62	49,06
Pétrole brut classique (le baril)	59,94	29,45	55,49	30,10
LGN (le baril)	57,16	18,91	45,10	13,06
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	3,88	1,79	3,50	1,72
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	404	341	367	334
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	94	81	86	79
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence	250	241	219	217
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	158	137	152	147
Mazout lourd	28	26	25	19
Huiles lubrifiantes et autres produits	49	45	46	40
Ventes nettes de produits pétroliers	485	449	442	423
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes)	203	197	636	573

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

(b) Ventes de LGN de 2021 en cumul annuel arrondies à zéro.

Annexe V

	Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) en millions de dollars canadiens	Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (a) dollars canadiens
2017		
Premier trimestre	333	0,39
Deuxième trimestre	(77)	(0,09)
Troisième trimestre	371	0,44
Quatrième trimestre	(137)	(0,16)
Exercice	490	0,58
2018		
Premier trimestre	516	0,62
Deuxième trimestre	196	0,24
Troisième trimestre	749	0,94
Quatrième trimestre	853	1,08
Exercice	2 314	2,86
2019		
Premier trimestre	293	0,38
Deuxième trimestre	1 212	1,57
Troisième trimestre	424	0,56
Quatrième trimestre	271	0,36
Exercice	2 200	2,88
2020		
Premier trimestre	(188)	(0,25)
Deuxième trimestre	(526)	(0,72)
Troisième trimestre	3	-
Quatrième trimestre	(1 146)	(1,56)
Exercice	(1 857)	(2,53)
2021		
Premier trimestre	392	0,53
Deuxième trimestre	366	0,50
Troisième trimestre	908	1,29
Exercice	1 666	2,31

(a) Calculé à l'aide du nombre moyen d'actions en circulation au cours de chaque période. La somme des trimestres présentés peut ne pas correspondre au total de l'exercice.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Certaines mesures incluses dans ce document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Ces mesures constituent des « mesures financières non conformes aux PCGR » en vertu du règlement G de la Securities and Exchange Commission. Le rapprochement de ces mesures financières non conformes aux PCGR et de la mesure la plus comparable selon les PCGR, ainsi que d'autres renseignements requis par le présent règlement ont été fournis. Les mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée et, à ce titre, peuvent ne pas être directement comparables aux mesures présentées par d'autres sociétés et ne devraient pas se substituer aux mesures financières conformes aux PCGR.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement, sont le total des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation moins les variations de l'actif et du passif d'exploitation de la période. La direction croit qu'il est utile pour les investisseurs de tenir compte de ces chiffres pour comparer le rendement sous-jacent des activités de la compagnie pour les périodes où il existe d'importants écarts d'une période au niveau des variations du fonds de roulement. Les variations du fonds de roulement correspondent aux « Variations de l'actif et du passif d'exploitation », telles qu'elles sont indiquées dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie et dans l'Annexe II du présent document. Cette mesure évalue les flux de trésorerie au niveau de l'exploitation et, à ce titre, n'inclut pas le produit de la vente d'actifs, tel que défini dans les flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs dans la rubrique Terminologie du formulaire 10-K annuel de la compagnie.

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 947	875	3 844	482
Moins les variations du fonds de roulement				
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	443	342	379	(87)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement	1 504	533	3 465	569

Flux de trésorerie disponible

Le flux de trésorerie disponible est le flux de trésorerie issu des activités d'exploitation, moins les acquisitions d'immobilisations corporelles et les placements en actions de la société, plus le produit de la vente d'actifs. Cette mesure est utilisée pour évaluer les liquidités disponibles pour les activités de financement (y compris, mais sans s'y limiter, les dividendes et les achats d'actions) après des investissements dans l'entreprise.

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 947	875	3 844	482
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(276)	(142)	(684)	(657)
Produits de la vente d'actifs	15	19	57	68
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	2	(2)	14	(16)
Flux de trésorerie disponible	1 688	750	3 231	(123)

Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés

Le bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés est le bénéfice (perte) net total hors les événements non opérationnels individuellement importants avec une incidence sur le bénéfice total de l'entreprise d'au moins 100 millions de dollars au cours d'un trimestre donné. L'incidence du bénéfice (perte) net d'un élément identifié pour un secteur individuel peut être inférieure à 100 millions de dollars lorsque l'élément touche plusieurs secteurs. La direction croit qu'il est utile pour les investisseurs de tenir compte de ces chiffres pour comparer le rendement sous-jacent des activités de la compagnie pour les périodes où l'une des périodes, ou les deux, comprennent des éléments identifiés. Tous les éléments identifiés sont présentés après impôt.

Il n'y a eu aucun élément identifié au troisième trimestre ou en cumul annuel pour 2021 et 2020.

Coûts d'exploitation (coûts financiers)

Les coûts d'exploitation se consistent comme suit : (1) Production et fabrication; (2) Frais de vente et frais généraux; et (3) Exploration, dans l'état consolidé des résultats de la compagnie et comme déclarés dans l'Annexe III du présent document. La somme de ces postes de l'état des résultats sert d'indication des coûts d'exploitation et ne représente pas les décaissements totaux de la compagnie. Cette mesure est utile pour que les investisseurs comprennent les efforts de la compagnie pour optimiser la trésorerie grâce à une gestion disciplinée des dépenses.

Rapprochement des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Total des dépenses	9 044	5 952	23 106	17 300
Moins :				
Achats de pétrole brut et de produits	6 298	3 634	15 052	9 975
Taxes d'accise fédérales et frais de carburant	535	470	1 404	1 290
Dépréciation et épuisement	488	409	1 432	1 295
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ	11	31	32	91
Financement	5	10	32	46
Total des coûts d'exploitation	1 707	1 398	5 154	4 603

Composants des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2021	2020	2021	2020
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Production et fabrication	1 525	1 246	4 579	4 098
Frais de vente et frais généraux	180	150	569	499
Exploration	2	2	6	6
Coûts d'exploitation	1 707	1 398	5 154	4 603
Secteur Amont	1 122	865	3 401	2 861
Secteur Aval	497	475	1 455	1 542
Produits chimiques	70	71	213	226
Comptes non sectoriels / Éliminations	18	(13)	85	(26)
Coûts d'exploitation	1 707	1 398	5 154	4 603

Coûts d'exploitation unitaires (coûts unitaires)

Les coûts d'exploitation unitaires (coûts unitaires) sont calculés à partir de la production totale brute d'équivalent pétrole et sont calculés pour le segment Amont, ainsi que pour les principaux actifs du secteur. Cette mesure est utile pour que les investisseurs comprennent les efforts de gestion des dépenses déployés pour les principaux actifs de la compagnie à titre de composants dans le cadre général du secteur Amont. Les coûts d'exploitation unitaires, comme utilisés par la direction, ne correspondent pas directement à la définition des « Coûts de production unitaires moyens » énoncée par la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis et indiquée dans le formulaire SEC 10-K de la compagnie.

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre							
	2021				2020			
	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
Production et fabrication	1 120	425	288	331	863	342	185	279
Frais de vente et frais généraux	-	-	-	-	-	-	-	-
Exploration	2	-	-	-	2	-	-	-
Coûts d'exploitation	1 122	425	288	331	865	342	185	279
Production brute d'équivalent (en milliers de barils par jour)	435	194	135	78	365	134	131	67
Coûts d'exploitation unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	28,04	23,81	23,19	46,13	25,76	27,74	15,35	45,26
USD converti en fonction du taux de change moyen du trimestre	22,15	18,81	18,32	36,44	19,32	20,81	11,51	33,95
2021 0,79 \$ US; 2020 0,75 \$ US								

en millions de dollars canadiens	Neuf mois							
	2021				2020			
	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
Production et fabrication	3 395	1 341	802	1 055	2 855	1 187	653	830
Frais de vente et frais généraux	-	-	-	-	-	-	-	-
Exploration	6	-	-	-	6	-	-	-
Coûts d'exploitation	3 401	1 341	802	1 055	2 861	1 187	653	830
Production brute d'équivalent (en milliers de barils par jour)	423	185	139	68	377	143	131	63
Coûts d'exploitation unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	29,45	26,55	21,13	56,83	27,70	30,29	18,19	48,08
USD converti en fonction du taux de change moyen en cumul annuel	23,56	21,24	16,90	45,46	20,50	22,41	13,46	35,58
2021 0,80 \$ US; 2020 0,74 \$ US								

(a) Le secteur Amont comprend Kearl, Cold Lake, la part de l'Impériale de Syncrude et d'autres.