

Calgary, le 31 janvier 2025

TSE : IMO, NYSE American : IMO

L'Impériale annonce ses résultats financiers et d'exploitation pour le quatrième trimestre 2024

- Bénéfice net trimestriel de 1 225 millions de dollars
- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1 789 millions de dollars et flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation hors le fonds de roulement¹ de 1 650 millions de dollars
- Production trimestrielle totale à Kearl de 299 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 212 000 barils) et production totale brute pour l'exercice complet de 281 000 barils par jour, la plus élevée jamais enregistrée (la part de L'Impériale se chiffrant à 200 000 barils)
- Production trimestrielle à Cold Lake de 157 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour et production pour l'exercice complet de 148 000 barils par jour, étayée par les solides résultats de Grand Rapids
- Production trimestrielle du secteur Amont de 460 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour, et production annuelle de 433 000 barils, la plus élevée depuis plus de 30 ans
- Solide rendement d'exploitation du secteur Aval, avec une utilisation de la capacité de raffinage de 95 pour cent pour le trimestre et de 92 pour cent pour l'exercice, dans l'extrémité supérieure des lignes directrices de la compagnie
- Distribution de près de 1,8 milliard de dollars aux actionnaires au trimestre dans le cadre de rachats d'actions et de dividendes
- Augmentation des dividendes trimestriels de 20 pour cent, de 60 cents à 72 cents par action

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre			Douze mois		
	2024	2023	Δ	2024	2023	Δ
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	1 225	1 365	(140)	4 790	4 889	(99)
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	2,37	2,47	(0,10)	9,03	8,49	+0,54
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	423	469	(46)	1 867	1 778	+89

L'Impériale a déclaré un bénéfice net estimé au quatrième trimestre de 1 225 millions de dollars, comparativement à un bénéfice net de 1 237 millions de dollars au troisième trimestre de 2024, attribuable essentiellement à une baisse des prix obtenus, partiellement compensée par une hausse de la production et une utilisation accrue de la capacité de raffinage du secteur Aval. Les flux de trésorerie trimestriels liés aux activités d'exploitation se sont élevés à 1 789 millions de dollars, en hausse par rapport à 1 487 millions de dollars au troisième trimestre de 2024. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors les effets du fonds de roulement¹, se sont élevés à 1 650 millions de dollars, comparativement à 1 797 millions de dollars au troisième trimestre de 2024. Le revenu net estimé pour l'exercice complet s'est élevé à 4 790 millions de dollars, avec des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 5 981 millions de dollars. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice complet, hors les effets du fonds de roulement¹, se sont élevés à 6 476 millions de dollars.

« Nos solides résultats financiers en 2024 sont attribuables à un rendement de l'exploitation exceptionnel. Je suis fier de la capacité de L'Impériale à respecter tous ses engagements en matière de volumes pour 2024, y compris un nouveau record de production annuelle à Kearl. Le rendement du secteur Aval et celui de Cold Lake étaient situés dans l'extrémité supérieure des lignes directrices de la compagnie, étayés par une excellente exécution des activités d'entretien et une solide production à Grand Rapids », a déclaré Brad Corson, président du conseil d'administration, président et chef de la direction.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI

Après plus d'un siècle d'activité, L'Impériale continue de dominer son secteur en mettant la technologie et l'innovation au service du développement responsable des ressources énergétiques canadiennes. En tant que premier raffineur de pétrole au Canada, producteur de pétrole brut et de produits pétrochimiques de premier plan et principal distributeur de carburants à l'échelle nationale, notre entreprise s'engage à maintenir des normes élevées dans tous ses domaines d'activité.

imperialoil.ca · youtube.com/ImperialOil · x.com/ImperialOil · linkedin.com/company/Imperial-Oil · facebook.com/ImperialOilLimited

Avis de non-responsabilité : En raison des modifications apportées à la Loi sur la concurrence, ces informations archivées sont fournies uniquement à titre d'information historique et de consultation. Elles ne constituent pas une représentation active de L'Impériale. L'Impériale décline toute responsabilité quant à l'utilisation de ces informations et ne s'engage aucunement à mettre à jour ces informations, sauf si la loi l'exige.

La production du secteur Amont au quatrième trimestre s'est établie en moyenne à 460 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour, soit la production trimestrielle la plus élevée depuis plus de 30 ans, après rajustement pour tenir compte de la vente de XTO Energy Canada. Le rendement au quatrième trimestre a contribué à la production annuelle de 433 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour, la plus élevée depuis plus de 30 ans. À Kearl, la production brute totale s'est établie en moyenne à 299 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 212 000 barils), contribuant à une production record pour l'exercice complet de 281 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 200 000 barils), avec des charges décaissées unitaires¹ inférieures à l'objectif déclaré de la compagnie. À Cold Lake, la production brute trimestrielle s'est établie en moyenne à 157 000 barils par jour, y compris une production supérieure aux attentes de 22 000 barils par jour provenant de Grand Rapids, qui utilise la technologie SGSIV avec adjonction de solvant. La quote-part de la compagnie dans la production trimestrielle de Syncrude s'est établie en moyenne à 81 000 barils bruts par jour.

Le débit du secteur Aval pour le trimestre s'est élevé en moyenne à 411 000 barils par jour, avec un taux d'utilisation de la capacité des raffineries de 95 pour cent, même avec l'exécution des activités d'entretien à Nanticoke. Les ventes de produits pétroliers se sont élevées en moyenne à 458 000 barils par jour. Le débit pour l'exercice complet s'est établi dans l'extrémité supérieure des lignes directrices de la compagnie, avec 399 000 barils par jour, une capacité d'utilisation de 92 pour cent et des ventes de produits pétroliers de 466 000 barils par jour. Les travaux de la plus grande installation de diesel renouvelable au Canada se sont poursuivis dans la raffinerie de Strathcona, avec une date de démarrage prévue au milieu de 2025.

Au cours du trimestre, L'Impériale a distribué au total 1,8 milliard de dollars aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachats d'actions accélérés dans le cadre du programme annuel d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la compagnie. La compagnie annonce également une augmentation du dividende du premier trimestre de 12 cents par action à 72 cents par action.

« Notre augmentation de 20 % du dividende reflète la confiance dans nos plans en ce début d'année 2025, avec une forte dynamique opérationnelle soutenue par la croissance de la production du secteur Amont, une solide utilisation du secteur Aval et des efforts continus pour réduire les dépenses », a déclaré Corson.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI

Faits saillants du quatrième trimestre

- **Le bénéfice net s'est élevé à 1 225 millions de dollars, ou 2,37 dollars par action sur une base diluée,** comparativement à 1 365 millions de dollars, ou 2,47 dollars par action, au quatrième trimestre de 2023.
- **Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont élevés à 1 789 millions de dollars,** comparativement à 1 311 millions de dollars au quatrième trimestre de 2023. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement¹, se sont élevés à 1 650 millions de dollars, comparativement à 1 799 millions de dollars au quatrième trimestre de 2023.
- **Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 423 millions de dollars,** comparativement à 469 millions de dollars au quatrième trimestre de 2023.
- **La compagnie a distribué 1 792 millions de dollars aux actionnaires au quatrième trimestre de 2024,** dont 317 millions de dollars de dividendes et 1 475 millions de dollars en rachats d'actions accélérés.
- **La production s'est établie en moyenne à 460 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour,** soit la production trimestrielle la plus élevée depuis plus de 30 ans, après rajustement pour tenir compte de la vente de XTO Energy Canada, en hausse par rapport aux 452 000 barils bruts d'équivalent pétrole par jour au cours de la même période en 2023, principalement attribuable à Grand Rapids.
- **La production brute totale de bitume au site de Kearl s'est établie en moyenne à 299 000 barils par jour** (la part de L'Impériale se chiffrant à 212 000 barils), comparativement à 308 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 218 000 barils), au quatrième trimestre de 2023.
- **La production de bitume brut à Cold Lake s'est établie en moyenne à 157 000 barils par jour,** en hausse par rapport aux 139 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2023, principalement attribuable à Grand Rapids.
- **Le projet de réaménagement SGSIV Leming est en bonne voie pour démarrer à la fin de 2025,** avec une production maximale prévue d'environ 9 000 barils par jour.
- **La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est établie en moyenne à 81 000 barils par jour,** comparativement à 85 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2023.
- **Le débit moyen des raffineries a été de 411 000 barils par jour,** en hausse par rapport aux 407 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2023. Le taux d'utilisation de la capacité s'est situé à 95 pour cent, en hausse par rapport à 94 pour cent au quatrième trimestre de 2023.
- **Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 458 000 barils par jour,** comparativement à 476 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2023, principalement attribuable à la diminution du volume des ventes en gros.
- **Les travaux de la plus grande installation de diesel renouvelable au Canada se sont poursuivis dans la raffinerie de Strathcona,** avec une date de démarrage prévue au milieu de 2025.
- **Le bénéfice net du secteur Produits chimiques a été de 21 millions de dollars pour le trimestre,** en hausse par rapport aux 17 millions de dollars au quatrième trimestre de 2023.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI

Contexte commercial récent

Au cours du quatrième trimestre, les prix du brut ont baissé par rapport au troisième trimestre, reflétant l'incertitude des équilibres entre l'offre et la demande. Le différentiel WTI/WCS canadien est resté stable par rapport au troisième trimestre, et la moyenne pour l'exercice complet a été plus étroite par rapport à la moyenne pour l'exercice complet 2023. Les marges de raffinage de l'industrie ont diminué par rapport au troisième trimestre en raison de l'augmentation de l'offre.

Résultats d'exploitation

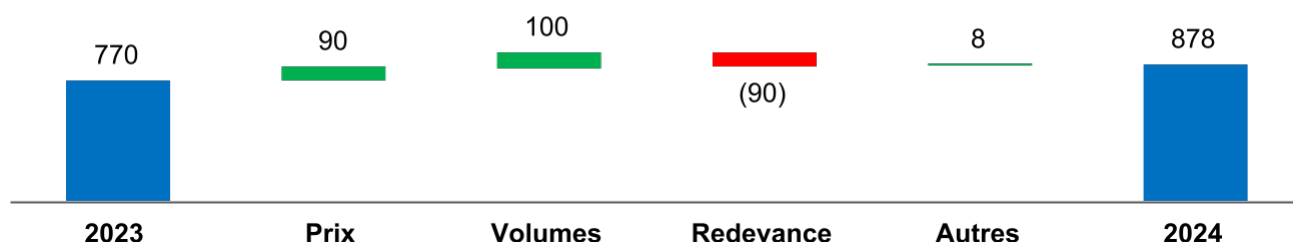
Comparaison des quatrièmes trimestres de 2024 et 2023

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2024	2023
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	1 225	1 365
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	2,37	2,47

Secteur Amont

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Prix : Les prix moyens obtenus pour le bitume ont augmenté de 7,53 \$ le baril, cela étant principalement attribuable au resserrement du différentiel WTI/WCS et à la baisse des coûts des diluants. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par la baisse des prix de référence. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique ont chuté de 6,27 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse du WTI et au resserrement du différentiel synthétique/WTI.

Volumes : L'augmentation des volumes est principalement attribuable à la production de Grand Rapids à Cold Lake.

Redevances : L'augmentation des redevances est principalement attribuable à la hausse des prix et des volumes.

Autres : Attribuable essentiellement aux effets de change favorables d'environ 60 millions de dollars.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

En dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2024	2023
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	70,30	78,54
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	57,73	56,80
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	12,57	21,74
Bitume (le baril)	71,58	64,05
Pétrole brut synthétique (le baril)	99,10	105,37
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,72	0,73

Production

en milliers de barils par jour	Quatrième trimestre	
	2024	2023
Kearl (part de L'Impériale)	212	218
Cold Lake	157	139
Syncrude (a)	81	85
Production brute totale de Kearl (en milliers de barils par jour)	299	308

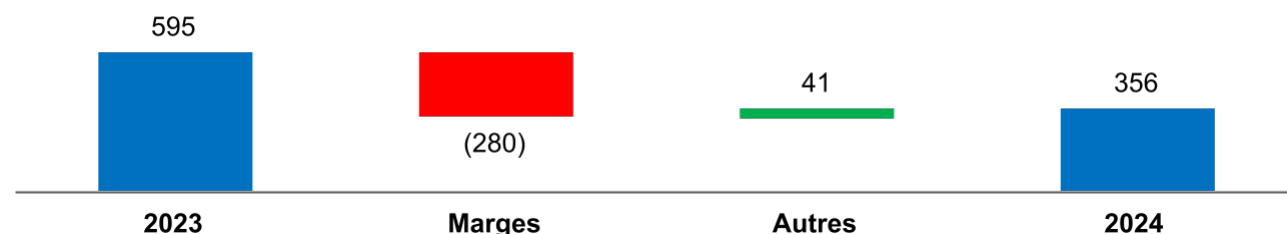
(a) Au quatrième trimestre de 2023, la production brute de Syncrude comprenait environ 1 millier de barils de bitume par jour et d'autres produits qui étaient exportés vers les installations de l'opérateur à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.

La hausse de la production à Cold Lake est principalement attribuable à Grand Rapids.

Secteur Aval

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : La baisse des marges reflète principalement la faiblesse des conditions du marché.

Autres : Comprend des effets de change favorables d'environ 70 millions de dollars.

Taux d'utilisation de la capacité de raffinage et ventes de produits pétroliers

en milliers de barils par jour, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2024	2023
Débit des raffineries	411	407
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	95	94
Ventes de produits pétroliers	458	476

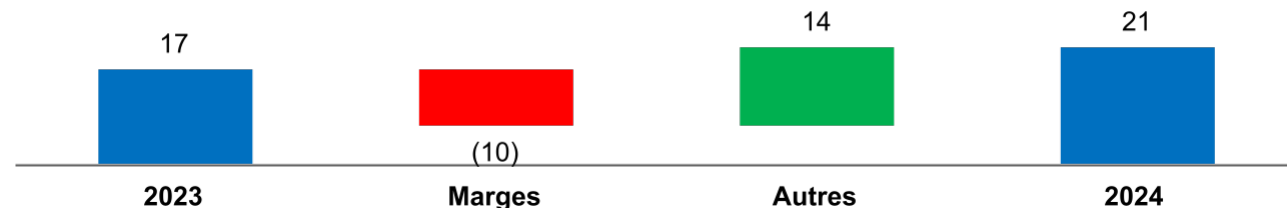
Le débit des raffineries au quatrième trimestre de 2024 reflète l'impact des activités d'entretien planifiées à la raffinerie de Nanticoke. Le débit des raffineries au quatrième trimestre de 2023 reflétait l'impact des activités d'entretien planifiées à la raffinerie de Sarnia.

La baisse des ventes de produits pétroliers était principalement attribuable à la diminution du volume des ventes en gros.

Produits chimiques

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Comptes non sectoriels et autres

	Quatrième trimestre	
en millions de dollars canadiens	2024	2023
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	(30)	(17)

Situation de trésorerie et sources de financement

	Quatrième trimestre	
en millions de dollars canadiens	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux :		
Activités d'exploitation	1 789	1 311
Activités d'investissement	(404)	(411)
Activités de financement	(1 896)	(2 752)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	(511)	(1 852)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	979	864

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent principalement les effets favorables du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement reflètent principalement une baisse des ajouts aux immobilisations corporelles.

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement reflètent principalement :

	Quatrième trimestre	
en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2024	2023
Dividendes versés	317	288
Dividende par action versé (en dollars)	0,60	0,50
Rachats d'actions (a)	1 475	2 458
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	14,4	30,8

(a) Les rachats d'actions ont été effectués dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la compagnie pour les périodes présentées. Une offre publique de rachat importante a été entreprise et lancée le 3 novembre 2023 (elle a pris fin le 8 décembre 2023). Comprend les actions achetées à Exxon Mobil Corporation dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et par une offre proportionnelle dans le cadre de l'offre publique de rachat importante de la compagnie.

La compagnie a terminé son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités le 19 décembre 2024.

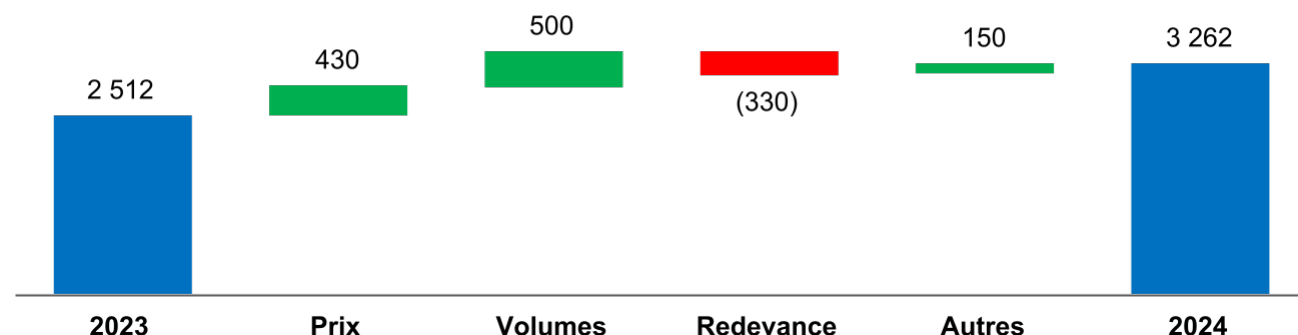
Comparaison entre les exercices 2024 et 2023

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2024	2023
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	4 790	4 889
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	9,03	8,49

Secteur Amont

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Prix : Les prix moyens obtenus pour le bitume ont augmenté de 7,11 \$ le baril, cela étant principalement attribuable au resserrement du différentiel WTI/WCS et à la baisse des coûts des diluants. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par la baisse des prix de référence. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique ont chuté de 3,66 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse du WTI et au resserrement du différentiel synthétique/WTI.

Volumes : La hausse des volumes est principalement attribuable à la production de Grand Rapids, ainsi qu'à une amélioration de la productivité du parc de mine et à l'optimisation des activités d'entretien à Kearl.

Redevances : L'augmentation des redevances est principalement attribuable à la hausse des prix et des volumes.

Autres : Comprend des coûts d'exploitation plus faibles d'environ 210 millions de dollars, attribuables essentiellement à la baisse des prix de l'énergie et à des effets de change favorables d'environ 120 millions de dollars, partiellement contrebalancés par la baisse des ventes d'électricité à Cold Lake en raison de la baisse des prix.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

En dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2024	2023
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	75,78	77,60
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	61,04	58,97
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	14,74	18,63
Bitume (le baril)	74,53	67,42
Pétrole brut synthétique (le baril)	101,91	105,57
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,73	0,74

Production

en milliers de barils par jour	Douze mois	
	2024	2023
Kearl (part de L'Impériale)	200	191
Cold Lake	148	135
Syncrude (a)	75	76
Production brute totale de Kearl (en milliers de barils par jour)	281	270

(a) En 2024, la production brute de Syncrude comprenait environ 1 millier de barils de bitume par jour et d'autres produits (2023 – 1 millier de barils par jour) qui étaient exportés vers les installations de l'opérateur à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.

La hausse de la production à Cold Lake est principalement attribuable à Grand Rapids.

Secteur Aval

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : La baisse des marges reflète principalement la faiblesse des conditions du marché.

Autres : Attribuable essentiellement à une diminution des coûts d'entretien d'environ 120 millions de dollars et à des effets de change favorables d'environ 110 millions de dollars, partiellement contrebalancés par une baisse des volumes d'environ 60 millions de dollars.

Taux d'utilisation de la capacité de raffinage et ventes de produits pétroliers

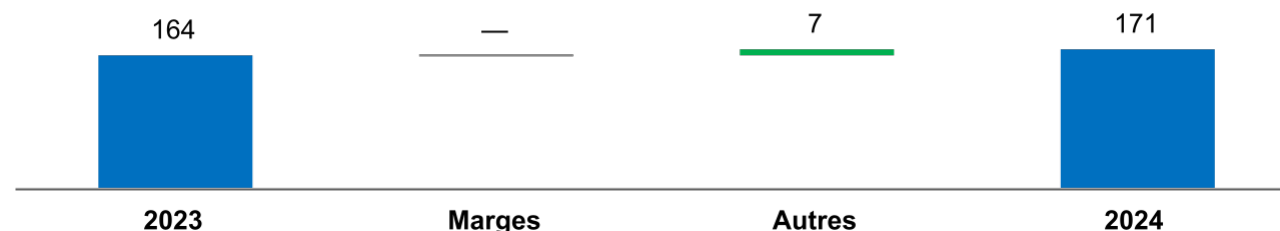
en milliers de barils par jour, sauf indication contraire	Douze mois	
	2024	2023
Débit des raffineries	399	407
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	92	94
Ventes de produits pétroliers	466	471

Le débit des raffineries en 2024 reflète l'impact des activités d'entretien planifiées aux raffineries de Nanticoke, Sarnia et Strathcona. Le débit des raffineries en 2023 reflétait l'impact des activités d'entretien planifiées aux raffineries de Strathcona et Sarnia.

Produits chimiques

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens	Douze mois	
	2024	2023
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	(129)	(88)

Situation de trésorerie et sources de financement

en millions de dollars canadiens	Douze mois	
	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux :		
Activités d'exploitation	5 981	3 734
Activités d'investissement	(1 825)	(1 694)
Activités de financement	(4 041)	(4 925)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	115	(2 885)

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent principalement l'absence d'effets défavorables du fonds de roulement liés en grande partie à une charge d'impôt de rattrapage de 2,1 milliards de dollars au cours de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement reflètent principalement une hausse des ajouts aux immobilisations corporelles.

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement reflètent principalement :

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2024	2023
Dividendes versés	1 238	1 103
Dividende par action versé (en dollars)	2,30	1,88
Rachats d'actions (a)	2 681	3 800
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	26,8	48,3

(a) Les rachats d'actions ont été effectués dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la compagnie pour les périodes présentées. Une offre publique de rachat importante a été entreprise et lancée le 3 novembre 2023 (elle a pris fin le 8 décembre 2023). Comprend les actions achetées à Exxon Mobil Corporation dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et par une offre proportionnelle dans le cadre de l'offre publique de rachat importante de la compagnie.

Le 24 juin 2024, la compagnie a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation finale de la Bourse de Toronto pour une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités et qu'elle poursuivra son programme de rachat d'actions existant. Le programme a permis à la compagnie d'acheter jusqu'à un maximum de 26 791 840 actions ordinaires au cours de la période allant du 29 juin 2024 au 28 juin 2025. Le programme a pris fin le 19 décembre 2024, après que la compagnie a acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

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. De même, les discussions sur les feuilles de route ou les plans futurs liés au captage, au transport et au stockage du carbone, aux biocarburants, à l'hydrogène et à d'autres plans futurs visant à réduire les émissions et l'intensité des émissions de la compagnie, de ses sociétés affiliées et des tiers dépendent des facteurs futurs du marché, tels que les progrès technologiques continus, le soutien politique et l'adoption et l'autorisation de nouvelles règles, et constituent des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs peuvent être identifiés par l'emploi de tournures utilisant certains mots, notamment : croit, anticipe, entend, propose, planifie, but, recherche, évalue, compte, futur, continu, probable, peut, doit, aspire et autres références semblables à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport comprennent, mais sans s'y limiter, des références au projet de diesel renouvelable de la compagnie à Strathcona, y compris le calendrier de démarrage; au projet de réaménagement SGSIV Leming de la compagnie, y compris le calendrier et la production prévue; à l'objectif de charges décaissées unitaires de la compagnie; et à la dynamique opérationnelle de la compagnie, à la croissance prévue de la production du secteur Amont et à l'utilisation de la capacité de raffinage du secteur Aval, ainsi qu'aux efforts constants déployés par la compagnie pour réduire les dépenses.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les prévisions actuelles de la compagnie, ses estimations, ses projections et ses hypothèses émises au moment où les énoncés sont faits. Les résultats financiers et d'exploitation futurs réels, y compris les attentes et les hypothèses concernant la demande, l'offre et le bouquet énergétiques futurs; 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 le projet de diesel renouvelable de Strathcona et le projet de réaménagement SGSIV Leming; l'adoption de nouvelles installations ou technologies et leur impact sur la réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre, y compris notamment, mais sans s'y limiter, le remplacement par des solvants du processus à vapeur à forte intensité d'énergie à Cold Lake, le diesel renouvelable de Strathcona, le captage et le stockage du carbone notamment en lien avec l'hydrogène requis pour le projet de diesel renouvelable, les technologies de récupération et les projets d'efficacité, et tout changement dans la portée, les modalités et les coûts de ces projets; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, notamment en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, ainsi que la capacité de porter les nouvelles technologies à une échelle commerciale à coût concurrentiel et la compétitivité des sources d'énergie de rechange et des autres technologies de réduction des émissions; pour le diesel renouvelable, la disponibilité et le coût des charges d'alimentation obtenues de sources et de cultures locales et la fourniture de diesel renouvelable à la Colombie-Britannique dans le cadre de sa législation sur les carburants à faibles émissions de carbone; le volume et le rythme des réductions d'émissions, dont les conséquences des carburants à faibles émissions de carbone; le degré et la rapidité du soutien qu'apporteront les responsables des politiques et d'autres intervenants en ce qui concerne les nouvelles technologies comme le captage et le stockage du carbone; la réception des approbations réglementaires en temps opportun, en particulier en ce qui concerne les projets de réduction des émissions à grande échelle; le rendement des tiers fournisseurs de services, y compris ceux qui se trouvent hors du Canada; le taux d'utilisation de la capacité de raffinage; les lois et les politiques gouvernementales applicables, y compris relativement aux changements climatiques, aux réductions des émissions de gaz à effet de serre et aux carburants à faibles émissions de carbone; la capacité à compenser toute pression inflationniste en cours; les dépenses en capital et liées à l'environnement; la génération de trésorerie, les sources de financement et la structure du capital, comme les dividendes et les rendements pour les actionnaires, y compris les échéanciers et les montants de rachat d'actions; ainsi que les prix des matières premières, les taux de change et les conditions générales du marché 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 le gouvernement du Canada et les gouvernements étrangers en ce qui concerne les niveaux d'approvisionnement, les prix, les tarifs douaniers, les mesures de contrôle du commerce, le bouleversement des alliances commerciales ou militaires ou la survenance de guerres; les événements politiques ou réglementaires, y compris les modifications apportées aux lois ou aux politiques gouvernementales, aux taux de redevances applicables et aux lois fiscales; l'opposition des tiers aux activités, aux

projets et aux infrastructures de la compagnie et des fournisseurs de services; la concurrence des sources d'énergie de remplacement et des concurrents qui peuvent être plus expérimentés ou mieux établis sur ces marchés; la disponibilité et la répartition du capital; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces, notamment pour les nouvelles technologies liées aux activités commerciales à faibles émissions de la compagnie; l'échec, le retard, la réduction, la révocation ou l'incertitude concernant la politique de soutien et le développement du marché pour l'adoption de technologies énergétiques émergentes à faibles émissions et d'autres technologies favorables aux réductions d'émissions; la réglementation environnementale, dont les règlements concernant les changements climatiques et les gaz à effet de serre, et 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, y compris ceux qui se trouvent hors du Canada; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration et de production pétrolières et gazières; l'efficacité de la gestion et la préparation pour une intervention en cas de sinistre; les dangers et risques opérationnels; les incidents liés à la cybersécurité; les taux de change; la conjoncture économique générale, y compris l'inflation et les récessions ou les ralentissements économiques et leur durée; 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 L'Impériale Limitée du plus récent rapport annuel sur le formulaire 10-K.

Les énoncés prospectifs 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 pourraient différer considérablement 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 des énoncés prospectifs fournis aux présentes, sauf si la loi l'exige.

Les énoncés prospectifs et autres concernant les efforts et les aspirations de L'Impériale en matière environnementale, sociale et de durabilité ne signifient pas que ces énoncés sont importants pour les investisseurs ou qu'ils doivent être divulgués dans nos documents déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières. En outre, les énoncés historiques, actuels et prospectifs en matière environnementale, sociale et de durabilité peuvent être fondés sur des normes de mesure des progrès qui sont encore en cours d'élaboration, sur des contrôles et des processus internes qui continuent d'évoluer et sur des hypothèses qui sont susceptibles d'être modifiées à l'avenir, notamment par l'adoption de nouvelles règles. Les projets ou débouchés individuels peuvent progresser en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment la disponibilité d'une politique de soutien, la technologie permettant une réduction rentable, le processus de planification de la compagnie et l'alignement avec nos partenaires et autres parties prenantes.

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 communiqué 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.

	Quatrième trimestre		Douze mois	
en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2024	2023	2024	2023
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	12 607	13 109	51 532	50 969
Total des dépenses	11 032	11 369	45 293	44 600
Bénéfice (perte) avant impôts	1 575	1 740	6 239	6 369
Impôts sur le bénéfice	350	375	1 449	1 480
Bénéfice (perte) net	1 225	1 365	4 790	4 889
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,38	2,47	9,05	8,51
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	2,37	2,47	9,03	8,49
Autres données financières				
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	11	47	16	63
Total de l'actif au 31 décembre			42 938	41 199
Total de la dette au 31 décembre			4 011	4 132
Capitaux propres au 31 décembre			23 473	22 222
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	307	278	1 267	1 115
Par action ordinaire (en dollars)	0,60	0,50	2,40	1,94
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			509,0	535,8
Moyenne – compte tenu d'une dilution	516,5	553,7	530,6	575,9

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	979	864	979	864
Activités d'exploitation				
Bénéfice (perte) net	1 225	1 365	4 790	4 889
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	529	489	1 983	1 907
(Gain) perte à la vente d'actifs	(13)	(54)	(18)	(73)
Charges d'impôts futurs et autres	44	154	(142)	(85)
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	139	(488)	(495)	(2 701)
Autres postes – montant net	(135)	(155)	(137)	(203)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 789	1 311	5 981	3 734
Activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(423)	(470)	(1 867)	(1 785)
Produits de la vente d'actifs	18	57	25	86
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	1	2	17	5
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(404)	(411)	(1 825)	(1 694)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 896)	(2 752)	(4 041)	(4 925)

Annexe III

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	878	770	3 262	2 512
Secteur Aval	356	595	1 486	2 301
Produits chimiques	21	17	171	164
Comptes non sectoriels et autres	(30)	(17)	(129)	(88)
Bénéfice (perte) net	1 225	1 365	4 790	4 889
Produits et autres revenus				
Secteur Amont	4 686	4 415	18 015	16 512
Secteur Aval	14 101	14 529	56 944	55 858
Produits chimiques	357	329	1 449	1 581
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	(6 537)	(6 164)	(24 876)	(22 982)
Produits et autres revenus	12 607	13 109	51 532	50 969
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	1 888	1 809	7 367	6 636
Secteur Aval	12 307	12 496	49 856	47 886
Produits chimiques	243	206	916	997
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	(6 550)	(6 194)	(24 955)	(23 120)
Achats de pétrole brut et de produits	7 888	8 317	33 184	32 399
Production et fabrication				
Secteur Amont	1 203	1 187	4 644	4 917
Secteur Aval	462	411	1 741	1 702
Produits chimiques	60	74	197	260
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	4	—	17	—
Production et fabrication	1 729	1 672	6 599	6 879
Frais de vente et frais généraux				
Secteur Amont	—	—	—	—
Secteur Aval	203	199	706	693
Produits chimiques	21	20	92	89
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	31	9	147	75
Frais de vente et frais généraux	255	228	945	857
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	221	240	1 078	1 108
Secteur Aval	137	143	572	472
Produits chimiques	19	12	30	23
Comptes non sectoriels et autres	46	74	187	175
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	423	469	1 867	1 778
Frais d'exploration imputés au bénéfice du secteur Amont inclus ci-dessus	—	2	3	5

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Production brute de pétrole brut (en milliers de barils par jour)				
Kearl	212	218	200	191
Cold Lake	157	139	148	135
Syncrude (a)	81	85	75	76
Classique	5	5	5	5
Total de la production de pétrole brut	455	447	428	407
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	29	30	30	33
Production brute d'équivalent pétrole (b)	460	452	433	413
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)				
Production nette de pétrole brut (en milliers de barils par jour)				
Kearl	200	198	186	177
Cold Lake	118	107	113	106
Syncrude (a)	66	80	62	67
Classique	5	5	5	5
Total de la production de pétrole brut	389	390	366	355
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	29	29	30	32
Production nette d'équivalent pétrole (b)	394	395	371	360
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)				
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	295	302	276	263
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	207	186	196	179
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Bitume (le baril)	71,58	64,05	74,53	67,42
Pétrole brut synthétique (le baril)	99,10	105,37	101,91	105,57
Pétrole brut classique (le baril)	42,73	33,81	55,63	59,30
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	1,73	2,30	0,69	2,58
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	411	407	399	407
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	95	94	92	94
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence	222	229	223	228
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	174	175	175	176
Huiles lubrifiantes et autres produits (c)	43	43	46	43
Mazout lourd	19	29	22	24
Ventes nettes de produits pétroliers	458	476	466	471
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes) (c)	174	170	684	820

(a) La production brute et nette de Syncrude comprend du bitume et d'autres produits exportés vers les installations de l'opérateur à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.

Production brute de bitume et d'autres produits (en milliers de barils par jour)	—	1	1	1
Production nette de bitume et d'autres produits (en milliers de barils par jour)	—	1	—	1

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

(c) En 2024, les ventes de benzène et de solvants aromatiques sont comptabilisées dans les ventes de produits pétroliers – Huiles lubrifiantes et autres produits, alors qu'en 2023, elles étaient comptabilisées dans les ventes de produits pétrochimiques. La compagnie a déterminé que l'incidence de ce changement est négligeable; par conséquent, la période comparative n'a pas été remaniée.

	Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) en millions de dollars canadiens	Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (a) Dollars canadiens
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
Quatrième trimestre	813	1,18
Exercice	2 479	3,48
2022		
Premier trimestre	1 173	1,75
Deuxième trimestre	2 409	3,63
Troisième trimestre	2 031	3,24
Quatrième trimestre	1 727	2,86
Exercice	7 340	11,44
2023		
Premier trimestre	1 248	2,13
Deuxième trimestre	675	1,15
Troisième trimestre	1 601	2,76
Quatrième trimestre	1 365	2,47
Exercice	4 889	8,49
2024		
Premier trimestre	1 195	2,23
Deuxième trimestre	1 133	2,11
Troisième trimestre	1 237	2,33
Quatrième trimestre	1 225	2,37
Exercice	4 790	9,03

(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 et autres mesures financières

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 et la rubrique 10(e) du Règlement S-K, et d'« autres mesures financières » en vertu du Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

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 ces règlements ont été fournis. Les mesures financières non conformes aux PCGR ainsi que les autres mesures financières ne sont pas des mesures financières normalisées selon les PCGR et n'ont pas non plus de sens normalisé. Par conséquent, ces mesures pourraient ne pas être directement comparables aux mesures présentées par d'autres sociétés et ne devraient pas se substituer aux mesures financières conformes aux PCGR.

Les 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 constituent une mesure financière non conforme aux PCGR correspondant au total des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation moins les variations de l'actif et du passif d'exploitation de la période. Les « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » figurant dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie constituent la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. 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.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 789	1 311	5 981	3 734
Moins les variations du fonds de roulement				
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	139	(488)	(495)	(2 701)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement	1 650	1 799	6 476	6 435

Flux de trésorerie disponible

Le flux de trésorerie disponible est une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond aux flux de trésorerie issus des activités d'exploitation, moins les ajouts aux immobilisations corporelles et les placements en actions de la compagnie, plus le produit de la vente d'actifs. Les « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » figurant dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie constituent la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. 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.

Rapprochement du flux de trésorerie disponible

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 789	1 311	5 981	3 734
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(423)	(470)	(1 867)	(1 785)
Produits de la vente d'actifs	18	57	25	86
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	1	2	17	5
Flux de trésorerie disponible	1 385	900	4 156	2 040

Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés

Le bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés est une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice (perte) net total hors les événements non opérationnels individuellement importants avec une incidence sur le bénéfice total de la compagnie 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 dans un trimestre donné peut être inférieure à 100 millions de dollars lorsque l'élément touche plusieurs secteurs ou plusieurs périodes. Le « Bénéfice (perte) net » figurant dans l'état consolidé des résultats de la compagnie constitue la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. La direction utilise ces chiffres pour améliorer la comparabilité des activités sous-jacentes sur plusieurs périodes en isolant et retirant les événements non opérationnels importants des résultats commerciaux. La compagnie croit que cette façon de faire assure aux investisseurs une plus grande transparence quant aux tendances et résultats commerciaux et leur donne un point de vue semblable à celui de la direction. Le bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés ne doit pas être examiné isolément du bénéfice (perte) net établi selon les PCGR des États-Unis ni remplacer ce dernier. Tous les éléments identifiés sont présentés après impôt.

Rapprochement du bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés

Il n'y a pas eu d'éléments identifiés au quatrième trimestre ou en cumul annuel pour 2024 et 2023.

Charges d'exploitation décaissées (charges décaissées)

Les charges d'exploitation décaissées sont une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond au total des dépenses, déduction faite des achats de pétrole brut et de produits, des taxes d'accise fédérales et des frais de carburant, du financement, et des coûts de type hors trésorerie dont la dépréciation et l'épuisement, ainsi que la retraite non liée aux services et les avantages postérieurs au départ à la retraite. Les composants des charges d'exploitation décaissées comprennent ce qui suit : « Production et fabrication », « Frais de vente et frais généraux », et « Exploration », dans l'état consolidé des résultats de la compagnie et comme déclarés à l'Annexe III du présent document. La somme de ces postes de l'état des résultats sert d'indication des charges d'exploitation décaissées et ne représente pas les décaissements totaux de la compagnie. Le « Total des dépenses » figurant dans l'état consolidé des résultats de la compagnie constitue la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. 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 charges d'exploitation décaissées

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Total des dépenses	11 032	11 369	45 293	44 600
Moins :				
Achats de pétrole brut et de produits	7 888	8 317	33 184	32 399
Taxes d'accise fédérales et frais de carburant	627	621	2 535	2 402
Dépréciation et épuisement	529	489	1 983	1 907
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	—	22	3	82
Financement	4	18	41	69
Charges d'exploitation décaissées	1 984	1 902	7 547	7 741

Composants des charges d'exploitation décaissées

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Production et fabrication	1 729	1 672	6 599	6 879
Frais de vente et frais généraux	255	228	945	857
Exploration	—	2	3	5
Charges d'exploitation décaissées	1 984	1 902	7 547	7 741

Contributions des segments au total des charges d'exploitation décaissées

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2024	2023	2024	2023
Secteur Amont	1 203	1 189	4 647	4 922
Secteur Aval	665	610	2 447	2 395
Produits chimiques	81	94	289	349
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	35	9	164	75
Charges d'exploitation décaissées	1 984	1 902	7 547	7 741

Charges d'exploitation décaissées unitaires (charges décaissées unitaires)

Les charges d'exploitation décaissées unitaires constituent un ratio non conforme aux PCGR. Les charges d'exploitation décaissées unitaires (charges décaissées unitaires) sont calculées en divisant les charges d'exploitation décaissées par la production brute totale d'équivalent pétrole et sont calculées pour le segment Amont, ainsi que pour les principaux actifs de ce secteur. Les charges d'exploitation décaissées, une mesure financière non conforme aux PCGR, sont indiquées et rapprochées ci-dessus. 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 charges d'exploitation décaissées unitaires, comme utilisées 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.

Composants des charges d'exploitation décaissées unitaires

	Quatrième trimestre							
	2024				2023			
en millions de dollars canadiens	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
Production et fabrication	1 203	514	285	359	1 187	493	276	377
Frais de vente et frais généraux	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	—	—	—	—	2	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées	1 203	514	285	359	1 189	493	276	377
Production brute d'équivalent pétrole (en milliers de barils par jour)	460	212	157	81	452	218	139	85
Charges d'exploitation décaissées unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	28,43	26,35	19,73	48,17	28,59	24,58	21,58	48,21
USD converti en fonction du taux de change moyen du trimestre	20,47	18,97	14,21	34,68	20,87	17,94	15,75	35,19

2024 0,72 dollar américain; 2023 0,73 dollar américain

Composants des charges d'exploitation décaissées unitaires

	Douze mois							
	2024				2023			
en millions de dollars canadiens	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
Production et fabrication	4 644	1 973	1 094	1 414	4 917	2 097	1 144	1 533
Frais de vente et frais généraux	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	3	—	—	—	5	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées	4 647	1 973	1 094	1 414	4 922	2 097	1 144	1 533
Production brute d'équivalent pétrole (en milliers de barils par jour)	433	200	148	75	413	191	135	76
Charges d'exploitation décaissées unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	29,32	26,95	20,20	51,51	32,65	30,08	23,22	55,26
USD converti en fonction du taux de change moyen en cumul annuel	21,40	19,67	14,75	37,60	24,16	22,26	17,18	40,89

2024 0,73 dollar américain; 2023 0,74 dollar américain

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