

2025 états financiers annuels et analyse de la direction



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.

Photo de couverture :

La raffinerie Strathcona de L'Impériale, site d'une usine de diesel renouvelable dont la production a démarré en juillet 2025. Le projet a été annoncé en 2021 et, à son pic de production, devrait être la plus importante installation de production de diesel renouvelable du Canada.

Souvent considérée comme la raffinerie la plus déplacée au monde, la raffinerie Strathcona a été transférée de Whitehorse à la périphérie d'Edmonton lorsque l'industrie pétrolière de l'Alberta a commencé à se développer après la découverte de pétrole par L'Impériale à Leduc en 1947. Aujourd'hui, environ 30 pour cent des produits pétroliers vendus dans l'ouest du Canada proviennent de la raffinerie de Strathcona.



États financiers annuels et rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025

Les états financiers annuels et le rapport de gestion sur la situation financière et des résultats d'exploitation doivent être lus en parallèle avec le rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Renvoi à la « Rubrique 1A. Les facteurs de risque » et les numéros de page de ce document indiquent la section et les numéros de page figurant dans le rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K. Le rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K, les rapports trimestriels sur le formulaire 10-Q et les rapports actuels sur le formulaire 8-K, ainsi que les modifications apportées à ces rapports, sont accessibles en ligne au www.sedarplus.ca, au www.sec.gov et sur le site Web de la compagnie au www.imperialoil.ca.

Sauf indication contraire du contexte, tout renvoi à la « compagnie » ou à L'« Impériale » s'entend de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et ses filiales, et tout renvoi à ExxonMobil s'entend d'Exxon Mobil Corporation et de ses sociétés affiliées, selon le cas.

Tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.
Remarque : les chiffres étant arrondis, ils peuvent ne pas correspondre.

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, projette, présage, cible, évalue, prévoit, stratégie, perspective, compte, futur, continue, probable, peut, doit, aspire et autres références semblables à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport mentionnent notamment, sans toutefois s'y limiter, des renvois aux estimations, à la mise en valeur, au calendrier et à la récupération des réserves; le programme de forages d'exploitation à Cold Lake; les opérations pilotes expérimentales à Cold Lake visant à améliorer la récupération du bitume; l'évaluation et le rythme d'exécution du projet d'Aspen; le calendrier, le rythme et les résultats du projet pilote EBRT; l'évaluation continue d'autres projets d'exploitation des sables bitumineux; les activités futures ayant trait aux licences d'exploitation dans la mer de Beaufort; la stratégie de la compagnie pour la transition énergétique et les objectifs de réduction des émissions; la recherche par la compagnie d'occasions commerciales à plus faibles émissions et de services et technologies de réduction des émissions; la stratégie ayant trait aux ressources en capital humain et à son impact; les plans de transformation et de restructuration de la main-d'œuvre de la compagnie visant à centraliser les activités dans les centres de capacités mondiaux, y compris le calendrier et les répercussions; l'arrêt de la production à Norman Wells, y compris les conséquences et le calendrier; les mesures requises pour se conformer à la réglementation environnementale et à toute modification apportée à cette réglementation; les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploitation prévues, y compris celles liées à la protection de l'environnement; la capacité des opérations autonomes à Kearl à continuer de générer des gains de productivité, à réduire les coûts et à améliorer la sécurité; l'efficacité des pratiques de gouvernance d'entreprise et de planification stratégique de la compagnie, y compris en matière de gestion et de surveillance des risques; la structure et l'efficacité du programme de cybersécurité; l'évaluation continue du programme d'achat d'actions de la compagnie; le fait d'être bien positionné pour participer à des investissements substantiels visant à mettre en valeur des réserves énergétiques au Canada; les perspectives commerciales à long terme de la compagnie, y compris en ce qui concerne la demande, l'offre, le bouquet et les voies de transition énergétiques liées aux émissions de gaz à effet de serre; l'ampleur des effets continus des événements mondiaux qui affectent l'offre et la demande, notamment l'inflation, continue ou renouvelée, et la capacité de la compagnie à atténuer les effets sur les coûts dans tous les environnements de prix; les stratégies commerciales et d'investissement, et l'évaluation des occasions du secteur Amont de la compagnie, y compris l'accent mis sur l'intégrité des opérations, les technologies novatrices, le perfectionnement des employés, l'investissement communautaire, l'optimisation des actifs existants, les possibilités de réduction des coûts et les améliorations de la productivité; la capacité de la stratégie d'investissement actuelle de la compagnie, axée sur l'obtention d'une valeur ajoutée et la croissance de certains volumes, à générer de solides rendements et à assurer une croissance à long terme; la croissance du segment, les stratégies concurrentielles et les avantages d'un modèle commercial intégré; les stratégies du secteur Aval et leurs conséquences sur la position concurrentielle de la compagnie; la position concurrentielle du secteur des produits chimiques et les avantages de l'intégration avec la raffinerie de Sarnia et de la relation avec ExxonMobil; l'incidence du financement futur des régimes de retraite; la structure du capital, les sources de liquidités et la solidité financière en tant qu'avantage concurrentiel, pour atténuer les risques et répondre aux besoins de financement; les dépenses en immobilisations et frais d'exploration prévues pour l'exercice 2026 complet; la sensibilité des résultats et l'incidence de l'évolution des taux d'intérêt, des prix du pétrole brut, des marges de raffinage et des taux de change; le programme de gestion des actifs et les cessions potentielles de la compagnie; les risques liés à l'utilisation d'instruments dérivés; l'effet de tout litige en instance, des normes comptables et des économies d'impôts non comptabilisées; les mesures normalisées de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs; l'efficacité des programmes d'éthique de la compagnie, les restrictions relatives au délit d'initié, les contrôles des transactions entre parties liées, les initiatives en matière de diversité et d'engagement des actionnaires; et l'efficacité des directives de la compagnie en matière de rémunération des administrateurs et des dirigeants et de propriété des actions, notamment l'alignement sur les intérêts des actionnaires, la gestion des risques, la promotion des résultats commerciaux à long terme, les objectifs stratégiques et la valeur pour les actionnaires, ainsi que d'autres objectifs déclarés.

Les déclarations prospectives sont fondées sur les prévisions actuelles de la compagnie, ses estimations, ses projections et ses hypothèses émises au moment de la déclaration. Les résultats financiers et d'exploitation réels qui seront obtenus, notamment les attentes et les hypothèses portant sur la demande énergétique future, l'approvisionnement et la répartition des sources; sur les taux de production, la croissance et la composition des

différents actifs; la durée de vie de la production, la récupération des ressources et le rendement des gisements; sur les plans des projets, les calendriers, les coûts, les évaluations et les capacités techniques, et sur la capacité qu'a la compagnie de réaliser ces plans et d'exploiter ses actifs efficacement; sur l'adoption et l'incidence des nouvelles installations ou technologies, notamment à l'égard des réductions de l'intensité des gaz à effet de serre, notamment, mais pas exclusivement, les technologies qui remplacent la vapeur consommant beaucoup d'énergie par des solvants à Cold Lake, le projet EBRT, le diesel renouvelable à Strathcona, le captage et le stockage du carbone, y compris en relation avec l'hydrogène pour le projet de diesel renouvelable, les technologies de récupération et les projets d'efficacité, ainsi que toute modification de la portée, des conditions ou des coûts de ces projets; sur le degré et la rapidité de l'appui des responsables de politiques et d'autres intervenants en ce qui concerne diverses nouvelles technologies comme le captage et le stockage du carbone; pour le diesel renouvelable, sur la disponibilité et le coût des charges d'alimentation locales et la fourniture de diesel renouvelable à la Colombie-Britannique dans le cadre de sa législation sur les carburants à faible teneur en carbone; sur la quantité et le calendrier des réductions des émissions, y compris l'impact des carburants à faibles émissions de carbone; sur la disponibilité et le rendement des fournisseurs de service indépendants, y compris les centres de capacités mondiaux d'ExxonMobil et les autres fournisseurs de services situés à l'extérieur du Canada; sur la réception en temps opportun des approbations réglementaires de tiers, en particulier en ce qui concerne les projets de réduction des émissions à grande échelle; sur les lois et les politiques gouvernementales, y compris en ce qui a trait au changement climatique, aux réductions des émissions de gaz à effet de serre et aux carburants à faible teneur en carbone; sur l'utilisation de la capacité de raffinage et les ventes de produits; sur la capacité de neutraliser les pressions inflationnistes en cours ou renouvelées; sur les flux de trésorerie, les sources de financement et la structure des capitaux, comme les dividendes et les rendements pour les actionnaires, y compris les échéanciers et les montants de rachat d'actions; sur les dépenses liées aux immobilisations et à l'environnement; sur les dépenses en capital et liées à l'environnement; sur la réalisation de gains d'efficacité au sein des secteurs d'activité et entre eux, et la capacité de maintenir les réductions de coûts à court terme en tant que gains d'efficacité permanents; et les prix des matières premières et les taux de change, ainsi que les conditions générales du marché pourraient varier considérablement selon un certain nombre de facteurs.

Ces facteurs comprennent les variations mondiales, nationales ou régionales de l'offre et de la demande de pétrole, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques, les charges d'alimentation et d'autres facteurs du marché, conditions économiques et fluctuations saisonnières, ainsi que les répercussions sur la demande, les prix, les différentiels et les marges qui en découlent, y compris les mesures prises par les gouvernements canadiens et étrangers en ce qui concerne les niveaux d'approvisionnement, les prix, les tarifs douaniers, les sanctions commerciales ou les contrôles commerciaux, les perturbations, le réalignement ou la rupture d'alliances ou d'accords commerciaux, ou un effondrement plus général du commerce mondial, et les perturbations au niveau des alliances militaires ou les 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; la réglementation environnementale, dont les règlements concernant les changements climatiques et les gaz à effet de serre, et les changements à ces règlements; les risques environnementaux inhérents aux activités pétrolières et gazières; les politiques gouvernementales soutenant les occasions d'investissement dans les projets à faibles émissions de carbone; les échecs, les retards, la réduction, la révocation ou l'incertitude dans les politiques et développements de marchés favorables à l'adoption de nouvelles technologies à faibles émissions de carbone et à d'autres technologies favorisant les réductions d'émissions; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces, notamment pour les nouvelles technologies liées aux activités commerciales de réduction des émissions de la compagnie; 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 rechange et d'autres technologies de réduction des émissions, et des concurrents établis sur ces marchés; la disponibilité et la répartition du capital; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, y compris les centres de capacités mondiaux d'ExxonMobil et les autres fournisseurs de services situés à l'extérieur du Canada; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; l'efficacité des programmes de la gestion des risques et de préparation aux interventions d'urgence; la gestion des projets et les échéanciers et l'achèvement à temps des projets; le transport pour accéder aux marchés; les négociations commerciales; les développements technologiques inattendus; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, y compris en ce qui concerne les opérations autonomes et les émissions de gaz à effet de serre, et la capacité de porter les nouvelles technologies à une échelle commerciale sur une base commercialement concurrentielle; l'analyse et le rendement des gisements; la capacité de valoriser ou d'acquérir des réserves supplémentaires; les risques et dangers opérationnels; les incidents de cybersécurité, y compris les incidents causés par des acteurs employant des technologies émergentes telles que l'intelligence artificielle; les taux de change; l'apparition, le rythme, la rapidité de rétablissement et les effets des crises de santé publique, y compris les réponses gouvernementales; les conditions économiques générales, y compris l'inflation, continue ou renouvelée, et les récessions ou les ralentissements économiques et leur durée; et les autres facteurs dont il est question 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 du 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, dont certains sont similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont 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 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 modèles de demande énergétique sont de nature prévisionnelle et visent à reproduire la dynamique de la filière énergétique mondiale, ce qui nécessite des simplifications. La mention, dans ce rapport, de scénarios de demande énergétique fondés sur de tels modèles, y compris à propos d'une éventuelle carboneutralité, ne signifie pas que L'Impériale estime que l'un d'eux est susceptible de se concrétiser. De plus, ces scénarios de demande énergétique reposent sur des hypothèses pour divers paramètres. Par conséquent, le résultat de tout scénario donné utilisant un modèle de demande énergétique s'accompagne d'un degré élevé d'incertitude. Les scénarios de tiers abordés dans ce rapport reflètent les hypothèses de modélisation et les résultats obtenus par leurs auteurs respectifs, et non par L'Impériale, et l'utilisation par cette dernière de ces scénarios ne signifie pas qu'elle appuie leurs hypothèses sous-jacentes, leur éventualité ou leur probabilité.

Les décisions d'investissement sont basées sur le processus de planification distinct de L'Impériale. Toute utilisation de la modélisation d'une organisation tierce dans ce rapport ne signifie d'aucune manière que L'Impériale approuve les positions ou les activités de l'organisation en question.

Les mesures nécessaires pour faire progresser les plans de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la compagnie à moyen terme sont intégrées dans ses plans d'entreprise à moyen terme, qui sont mis à jour annuellement. Le scénario de référence à plus long terme pour la planification est basé sur la recherche et la publication du document Les perspectives mondiales d'ExxonMobil (les Perspectives). Les Perspectives reflètent l'environnement politique mondial existant et l'hypothèse d'une politique de plus en plus stricte et d'une amélioration de la technologie jusqu'en 2050. Cependant, les Perspectives ne tentent pas de projeter le degré d'avancement et de déploiement des politiques et des technologies nécessaires pour le monde, afin d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Au fur et à mesure que de futures politiques et des avancées technologiques se feront jour, elles seront intégrées dans les Perspectives, et les plans d'affaires de l'entreprise seront mis à jour en conséquence. Les références à des projets ou à des opportunités peuvent ne pas refléter les décisions d'investissement prises par la compagnie. Les projets ou opportunités individuels peuvent progresser en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment la disponibilité d'une politique de soutien et de stabilité, l'octroi de permis, les progrès technologiques pour une réduction rentable des émissions, les idées issues du processus de planification de la compagnie et l'alignement avec les partenaires et autres parties prenantes. Les conseils d'investissement dans des projets à faibles émissions sont basés sur le plan d'entreprise de la compagnie; cependant, les niveaux d'investissement réels dépendront de la disponibilité de l'ensemble des opportunités, du soutien de la politique publique et de l'attention portée aux rendements.

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.

Section financière

Table des matières	Page
Informations financières (PCGR des États-Unis)	2
Terminologie	3
Rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation	7
Aperçu	7
Contexte commercial	8
Résultats commerciaux	12
Situation de trésorerie et sources de financement	20
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	23
Risques liés au marché	24
Estimations comptables critiques	26
Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière	31
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant	32
État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)	35
État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis)	36
Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)	37
État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis)	38
État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis)	39
Notes aux états financiers consolidés	40
1. Résumé des principales politiques comptables	40
2. Secteurs d'activités	46
3. Impôts sur le bénéfice	50
4. Avantages de retraite	52
5. Autres obligations à long terme	57
6. Instruments financiers et produits dérivés	58
7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions	60
8. Revenus de placement et d'autres sources	61
9. Litiges et autres provisions	62
10. Actions ordinaires	63
11. Informations financières diverses	64
12. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts	65
13. Contrats de location	66
14. Dette à long terme	68
15. Comptabilité des coûts des puits d'exploration suspendus	68
16. Transactions avec des apparentés	69
17. Autres éléments du résultat étendu (perte)	70
Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration/production de pétrole et de gaz (hors audit)	71

Informations financières (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Produits	46 918	51 359	50 702
Bénéfice (perte) net :			
Secteur Amont	2 121	3 262	2 512
Secteur Aval	1 869	1 486	2 301
Produits chimiques	82	171	164
Comptes non sectoriels et autres	(804)	(129)	(88)
Bénéfice (perte) net	3 268	4 790	4 889
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	1 142	979	864
Total de l'actif en fin d'exercice	42 309	42 938	41 199
Dette à long terme en fin d'exercice	3 978	3 992	4 011
Total de la dette en fin d'exercice	3 997	4 011	4 132
Autres obligations à long terme en fin d'exercice	4 959	3 870	3 851
Capitaux propres en fin d'exercice	22 254	23 473	22 222
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	6 708	5 981	3 734
Informations par action (en dollars canadiens)			
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base	6,50	9,05	8,51
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué	6,48	9,03	8,49
Dividendes par action ordinaire – déclarés	2,88	2,40	1,94

Terminologie

Les expressions définies ci-dessous sont fréquemment utilisées dans les principaux indicateurs de rendement financier et de gestion commerciale de la compagnie. Ces définitions sont offertes pour faciliter la compréhension des indicateurs et de la façon dont ils sont calculés. 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.

Capital utilisé

Le capital utilisé est une mesure financière non conforme aux PCGR qui mesure l'investissement net. Lorsque cette valeur est vue sous la perspective de la façon dont le capital est utilisé dans l'entreprise, elle comprend les biens de l'entreprise, ses installations et équipements de production, ainsi que ses autres actifs, moins le passif, sauf la dette à court et à long terme. Lorsque cette valeur est vue sous l'angle des sources du capital utilisé de manière globale dans l'entreprise, elle comprend la dette totale et les capitaux propres. Le total des actifs figurant dans le bilan consolidé de la compagnie constitue la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. Ces deux perspectives intègrent la part de l'entreprise dans le capital des sociétés dont elle est actionnaire, que l'entreprise désire inclure pour présenter une mesure plus complète du capital utilisé.

Rapprochement du capital utilisé

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Extrait du bilan consolidé			
Utilisations dans l'entreprise : perspective de l'actif et du passif			
Total de l'actif	42 309	42 938	41 199
Moins : Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts	(6 597)	(6 988)	(6 482)
Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme	(9 461)	(8 466)	(8 363)
Plus : Part de L'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	13	25	21
Total du capital utilisé	26 264	27 509	26 375
Total des sources de l'entreprise: perspective de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	19	19	121
Dette à long terme	3 978	3 992	4 011
Capitaux propres	22 254	23 473	22 222
Plus : Part de L'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	13	25	21
Total du capital utilisé	26 264	27 509	26 375

Rendement du capital moyen utilisé (RCMU)

Le RCMU est un ratio non conforme aux PCGR. Le RCMU total de l'entreprise est calculé en soustrayant les coûts de financement après impôts du bénéfice net, ce résultat étant ensuite divisé par le capital moyen utilisé total (moyenne des montants de début et de fin d'année). Le bénéfice net comprend la part de L'Impériale dans le bénéfice net des sociétés dont elle est actionnaire dans ce secteur, conformément à la définition employée pour le capital utilisé, à l'exclusion du coût de financement. Le capital utilisé, une mesure financière non conforme aux PCGR, est indiqué et rapproché ci-dessus. La compagnie utilise cette définition du RCMU depuis plusieurs années et considère qu'elle constitue l'une des meilleures mesures de la productivité du capital dans le temps, à l'intérieur d'un secteur industriel à forte intensité de capital. D'autres indicateurs sont utilisés pour les décisions d'investissement, reposant plus sur les flux de trésorerie.

Composants du rendement du capital moyen utilisé

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Bénéfice (perte) net	3 268	4 790	4 889
Financement (après impôts), incluant la part de L'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire	30	43	66
Bénéfice (perte) net à l'exclusion du financement	3 298	4 833	4 955
Capital moyen utilisé	26 887	26 942	26 484
Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise	12,3	17,9	18,7

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux ventes d'actifs

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux ventes d'actifs constituent une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond à la somme de la trésorerie nette générée par des activités d'exploitation et par le produit des ventes d'actifs figurant dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Cette valeur des flux de trésorerie reflète les sources totales de trésorerie provenant de l'exploitation des actifs de l'entreprise et des désinvestissements. 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. L'entreprise applique depuis longtemps un processus rigoureux d'évaluation périodique afin de s'assurer que ses actifs contribuent à l'atteinte de ses objectifs stratégiques. L'entreprise se départit des actifs ne contribuant plus suffisamment à ces objectifs ou qui ont une valeur nettement supérieure pour des investisseurs externes. Compte tenu de la régularité de ces activités, l'entreprise croit que ses investisseurs doivent prendre en compte le produit de ces ventes d'actifs avec la trésorerie issue des activités d'exploitation lors de l'évaluation des liquidités disponibles pour des investissements internes et des activités de financement, incluant les distributions aux actionnaires.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux ventes d'actifs

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des flux de trésorerie			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	6 708	5 981	3 734
Produits de la vente d'actifs	101	25	86
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux ventes d'actifs	6 809	6 006	3 820

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation constituent une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond aux coûts de la période pour produire, fabriquer et préparer de toute autre façon les produits de la compagnie en vue de leur vente, ce qui comprend les coûts des énergies utilisées, les coûts de main-d'œuvre et les coûts d'entretien. Les coûts d'exploitation sont présentés avant impôts et excluent les coûts des matières premières, les impôts et les intérêts débiteurs. 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. Même si l'entreprise est responsable de tous les éléments de revenus et dépenses composant le bénéfice net, les coûts d'exploitation correspondent aux dépenses plus directement contrôlées par l'entreprise et constituent donc un bon indicateur du rendement de l'entreprise.

Rapprochement des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Total des dépenses	42 816	45 293	44 600
Moins :			
Achats de pétrole brut et de produits	29 807	33 184	32 399
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	1 715	2 535	2 402
Financement	12	41	69
Sous-total	31 534	35 760	34 870
Part de L'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	67	80	76
Total des coûts d'exploitation	11 349	9 613	9 806

Composants des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Production et fabrication	7 269	6 599	6 879
Frais de vente et frais généraux	1 386	945	857
Dépréciation et épuisement	2 579	1 983	1 907
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	41	3	82
Exploration	7	3	5
Sous-total	11 282	9 533	9 730
Part de L'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	67	80	76
Total des coûts d'exploitation	11 349	9 613	9 806

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 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

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	3 268	4 790	4 889
Moins les éléments identifiés compris dans le bénéfice (perte) net			
Pertes de valeur	(570)	—	—
Charges de restructuration	(249)	—	—
Autres (a)	(212)	—	—
Sous-total des éléments identifiés	(1 031)	—	—
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés	4 299	4 790	4 889

(a) Obligations contractuelles associées à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells.

Rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation

Aperçu

La discussion et l'analyse ci-dessous des résultats financiers de la compagnie, ainsi que les états financiers les accompagnant de même que les notes ajoutées aux états financiers consolidés, sont la responsabilité de la direction de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.

L'information comptable et financière de la compagnie reflète fidèlement son modèle d'entreprise intégré qui repose sur l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que la fabrication, le commerce, le transport et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits pétrochimiques et de divers produits spécialisés; et la recherche d'occasions commerciales de réduction des émissions, y compris le captage et le stockage du carbone, l'hydrogène, les carburants à faibles émissions et le lithium.

Grâce aux ressources naturelles dont elle dispose, à sa santé financière, à la rigueur de sa politique d'investissement et à l'éventail de ses technologies, L'impériale est bien placée pour participer à des investissements d'envergure visant à mettre en valeur de nouvelles réserves énergétiques au Canada. Les secteurs de la compagnie faisant l'objet de déclarations séparées sont : Amont, Aval et Produits chimiques. Le modèle d'affaires intégré de la compagnie réduit généralement les risques associés aux variations des cours des matières premières. Bien que les prix des marchandises dépendent de l'offre et de la demande, et puissent être volatils à court terme, les décisions de placement de la compagnie reposent sur des facteurs fondamentaux qui se reflètent dans ses perspectives commerciales à long terme et font appel à une méthode rigoureuse de sélection et d'exploitation des possibilités d'investissement les plus intéressantes. Le processus du plan annuel de la compagnie établit les hypothèses économiques servant à évaluer les investissements et fixe des objectifs en matière d'exploitation et de capital. Les hypothèses du plan reposent sur les *Perspectives mondiales* (les Perspectives) d'Exxon Mobil, qui sont élaborées annuellement. Les fourchettes des cours du pétrole brut, y compris les écarts de prix, des produits raffinés et des produits chimiques, ainsi que les volumes et les coûts d'exploitation, y compris les prix des émissions de gaz à effet de serre et les taux de change des devises font partie des hypothèses du plan de la compagnie élaborées annuellement. Les prévisions de volume selon ce plan reposent sur les profils de production des gisements, qui sont également mis à jour au moins une fois par an. Des possibilités d'investissement majeur sont évaluées selon une myriade de conditions économiques éventuelles. Tous les investissements majeurs font l'objet d'un processus de réévaluation pour garantir que la compagnie tire les enseignements pertinents de ses décisions d'investissement, et du développement et de l'exécution du projet. Ces enseignements sont pris en compte dans des projets futurs.

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

Contexte commercial

Perspectives à long terme

Les « perspectives commerciales à long terme » sont fondées sur les Perspectives mondiales (les Perspectives) d'Exxon Mobil Corporation, qui, combinées aux hypothèses à court terme, servent à éclairer les stratégies commerciales et les plans d'investissement à long terme de la compagnie.

La compagnie planifie ses affaires en se basant sur sa compréhension approfondie des facteurs fondamentaux du marché à long terme. Ces facteurs fondamentaux comprennent les tendances en matière d'offre et de demande, l'ampleur et la variété des besoins énergétiques dans le monde, la capacité, la valeur concrète et l'abordabilité des sources d'énergie de rechange, y compris des solutions à plus faibles émissions de carbone, les technologies de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les politiques gouvernementales pertinentes. Selon les Perspectives, ces facteurs fondamentaux forment la base de la planification à long terme des affaires de la compagnie, ainsi que de ses décisions d'investissement et de ses programmes de recherche. Les Perspectives reflètent la façon dont la compagnie perçoit l'offre et la demande énergétiques à l'échelle mondiale jusqu'en 2050. Cette prévision est fondée sur les tendances actuelles en matière de technologies, de politiques gouvernementales, de préférences des consommateurs, de géopolitique et de développement économique.

Les Perspectives utilisent des projections et des scénarios provenant de tiers réputés tels que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). La gamme de ces scénarios comprend le scénario en dessous de 2 °C (probable) du GIEC et trois scénarios de l'AIE; le scénario des politiques déclarées de l'AIE (STEPS, Perspectives énergétiques mondiales (PEM) 2025), qui reflète une évaluation, secteur par secteur, des politiques actuellement en place et de celles annoncées par les gouvernements; le scénario des promesses annoncées (APS; PEM 2024) de l'AIE, qui reflète les objectifs ambitieux des gouvernements, atteints dans les délais et dans leur intégralité; et le scénario de carboneutralité d'ici 2050 de l'AIE (PEM 2025), que l'AIE qualifie de très ambitieux et complexe, reconnaissant que la société ne s'est pas engagée actuellement sur la voie de la carboneutralité envisagée par son scénario. Compte tenu du vaste éventail d'incertitudes, il est impossible de prédire raisonnablement une voie de transition unique. Les principales inconnues comprennent les politiques gouvernementales qui n'ont pas encore été élaborées ou les modifications aux politiques existantes, les conditions du marché et les avancées technologiques qui peuvent influencer le coût, la cadence et la disponibilité potentielle de certaines voies. Les scénarios qui utilisent une gamme complète d'options technologiques sont susceptibles de fournir les voies les plus efficaces sur le plan économique.

En faisant appel à ses propres experts et à des sources tierces, la société surveille divers indicateurs susceptibles de signaler un changement potentiel dans la transition énergétique. Par exemple, le rythme régional de la transition pourrait être influencé par le coût des nouvelles technologies par rapport aux sources d'énergie existantes ou de rechange.

Selon les projections, d'ici à 2050, la population mondiale devrait atteindre environ 9,7 milliards d'habitants, soit près de 2 milliards de personnes de plus qu'en 2024. Parallèlement à cette augmentation de la population, les Perspectives prévoient une croissance de l'économie mondiale d'environ 2,5 % par an en moyenne, la production économique doublant d'ici 2050 par rapport à 2024. Avec la croissance économique et démographique, et l'amélioration du niveau de vie de milliards de personnes, les besoins en énergie devraient continuer à croître. Même si on réalisait d'importants gains en efficacité, la demande mondiale d'énergie devrait augmenter de plus de 10 % entre 2024 et 2050. Cette augmentation de la demande viendrait surtout des pays en développement (c'est-à-dire les pays qui ne sont pas membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques [OCDE]). En revanche, on s'attend à ce que la consommation d'énergie dans les pays développés diminue de plus de 10 % grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Alors que la prospérité grandissante entraîne une hausse de la demande mondiale d'énergie, l'utilisation croissante de technologies et de pratiques à haute efficacité énergétique et de produits à faibles émissions contribuera à la diminution substantielle de la consommation énergétique et des émissions de CO₂ par unité de production économique. Tous les aspects de l'économie mondiale devraient bénéficier de gains en efficacité considérables d'ici à 2050, ce qui aura des répercussions sur les besoins en énergie de la production d'électricité, des transports, des applications industrielles et des secteurs de l'habitation et de l'activité commerciale.

Selon les Perspectives, il est prévu qu'entre 2024 et 2050, la demande mondiale d'électricité augmentera de plus de 70 %, les pays en développement représentant environ 80 % de cette augmentation. Cadrant avec cette projection, la production d'électricité, dont la croissance sera la plus forte et la plus rapide, demeurera le

principal segment de la demande mondiale en énergie primaire, soutenue par un large éventail de sources d'énergie. En 2050, la part de production d'électricité au charbon devrait diminuer sensiblement à environ 15 % de l'électricité mondiale, contre environ 35 % en 2024, du fait de l'adoption graduelle de politiques visant à en réduire l'impact environnemental relativement à la qualité de l'air, aux émissions des gaz à effet de serre et aux risques relatifs aux changements climatiques. De 2024 à 2050, la quantité d'électricité produite à partir du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables devrait plus que doubler, représentant la totalité de la croissance de l'approvisionnement en électricité et compensant la réduction du charbon. L'électricité d'origine éolienne et solaire devrait augmenter de près de 400 %, ce qui aidera les énergies renouvelables (y compris les autres sources d'énergie, p. ex. l'hydroélectricité) à représenter environ 90 % de l'augmentation de l'approvisionnement en électricité d'ici 2050. Le total des énergies renouvelables devrait atteindre plus de 50 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2050. Le nucléaire et le gaz naturel devraient représenter, respectivement, 20 % et 10 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2050. La fourniture d'électricité par type d'énergie reflétera d'importantes différences d'une région à l'autre, tenant compte d'un large éventail de facteurs, y compris le coût et la disponibilité de divers approvisionnements en énergie, et l'évolution des politiques.

De 2024 à 2050, l'énergie nécessaire au transport (automobiles, camions, navires, trains et avions) devrait augmenter de près de 25 %. La demande en énergie dans le domaine du transport devrait représenter plus de 50 % de l'augmentation de la demande mondiale de carburants liquides au cours de cette période. La demande en carburants liquides pour les véhicules légers devrait atteindre un pic au cours de cette décennie, puis retomber à des niveaux observés au début des années 2010 d'ici à 2050, l'amélioration de l'économie de carburant et la croissance considérable des voitures électriques, menée par la Chine, l'Europe et les États-Unis, devant compenser la croissance du parc automobile mondial d'environ 60 %. D'ici à 2050, les véhicules légers devraient représenter environ 20 % de la demande mondiale de carburants liquides. Durant cette même période, les carburants liquides, y compris les biocarburants, qui devraient être abondants et produire une grande quantité d'énergie pour un petit volume, la majorité des parcs de véhicules commerciaux du monde devraient continuer à en dépendre.

Près de la moitié de l'énergie utilisée dans le monde est consacrée à l'activité industrielle. La croissance continue de la classe moyenne mondiale entraînera une augmentation de la demande de produits durables, d'appareils électroménagers et de biens de consommation. L'industrie utilise les produits énergétiques à la fois comme combustibles et comme charges d'alimentation pour les produits chimiques, les lubrifiants, l'asphalte, les cires et autres produits spécialisés. Les Perspectives anticipent les progrès technologiques, ainsi que le passage croissant à des formes d'énergie plus propres comme l'électricité et le gaz naturel, favorisé par le déclin du charbon. La demande de pétrole continuera à se développer comme charge d'alimentation pour l'industrie.

À mesure que la population augmente et que la prospérité s'accroît, il faudra davantage d'énergie pour alimenter les maisons, les bureaux, les écoles, les centres commerciaux, les hôpitaux, etc. La demande énergétique combinée des secteurs résidentiel et commercial devrait augmenter d'environ 15 % jusqu'en 2050. On prévoit qu'entre 2024 et 2050, la croissance économique des pays en développement entraînera une augmentation de plus de 60 % de la consommation moyenne d'électricité des ménages dans le monde.

Les carburants liquides assurent actuellement la plus grande part de l'approvisionnement mondial en énergie, ce qui témoigne de leur disponibilité à grande échelle, de leur caractère abordable, de la facilité de leur transport et de leur aptitude à répondre à une grande variété de besoins. D'ici à 2050, la demande mondiale de carburants liquides devrait atteindre près de 115 millions de barils d'équivalent pétrole par jour, soit environ 10 % de plus qu'en 2024. La demande mondiale de carburants liquides dans les pays n'appartenant pas à l'OCDE devrait atteindre environ 70 % d'ici à 2050, et la demande de carburants liquides dans les pays de l'OCDE devrait diminuer de plus de 25 %. Une grande partie de cette demande de carburants liquides est aujourd'hui satisfaite par la production de pétrole classique; ces approvisionnements, étant en bonne partie compensée par une hausse importante des activités de mise en valeur, resteront considérables. Parallèlement, diverses sources d'approvisionnement, notamment le pétrole des réservoirs étanches, les gisements en eaux profondes, les sables pétrolifères, les liquides de gaz naturel et les biocarburants, devraient connaître un essor pour contribuer à satisfaire la demande croissante. Il demeure essentiel d'investir en temps opportun pour répondre aux besoins mondiaux par un approvisionnement fiable et abordable.

Le gaz naturel est un combustible moins polluant, polyvalent et pratique aux applications multiples. De 2024 à 2050, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter de près de 20 %, environ 70 % de cette augmentation devant provenir de la région Asie-Pacifique. Une croissance importante des sources d'approvisionnement en gaz non classique – le gaz naturel présent dans le schiste argileux et d'autres formations rocheuses étanches – contribuera à combler ces besoins. Au total, plus de 40 % de la croissance

des approvisionnements en gaz naturel devrait provenir de sources non classiques. Dans le même temps, il demeure prévu que le gaz naturel de sources classiques conserve le devant de la scène, assurant environ les deux tiers de la demande mondiale en 2050. Le commerce du gaz naturel liquéfié (GNL) prendra de plus en plus d'ampleur, satisfaisant environ 75 % de la croissance de la demande mondiale, la majeure partie de cette offre devrait contribuer à satisfaire la demande croissante en région Asie-Pacifique.

Le bouquet énergétique mondial est très varié et le restera jusqu'en 2050. Le pétrole devrait rester la principale source d'énergie, avec une part de près de 30 % en 2050. Le charbon et le gaz naturel sont les deux autres sources d'énergie les plus importantes aujourd'hui, la part du gaz naturel devrait atteindre plus de 25 % d'ici à 2050, tandis que celle du charbon baisserait d'à peu près la moitié de celle du gaz naturel. L'énergie nucléaire devrait connaître une croissance. En effet, de nombreux pays ont décidé d'accroître leur capacité nucléaire pour faire face à des besoins croissants en électricité, mais aussi pour répondre aux préoccupations de sécurité énergétique et de protection de l'environnement. Globalement, les énergies renouvelables devraient dépasser 20 % du total mondial d'ici à 2050, avec d'autres énergies renouvelables (p. ex. biomassique, hydraulique et géothermique) comptant pour plus de 10 %. De 2024 à 2050, l'énergie totale provenant du vent et du soleil devrait bondir de près de 350 % et devrait s'établir à plus de 10 % du bouquet énergétique mondial.

La décarbonisation des activités industrielles nécessitera un assortiment de technologies à faible teneur en carbone, appuyées par des politiques stables. Les carburants à faibles émissions, les carburants à base d'hydrogène et le captage et le stockage de carbone sont trois solutions à faible teneur en carbone nécessaires pour favoriser un avenir à faibles émissions de carbone en plus de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire. Parallèlement à l'électrification, les carburants à faibles émissions devraient jouer un rôle important dans la décarbonisation du secteur des transports, notamment dans les domaines difficiles à décarboniser, comme l'aviation. L'hydrogène à faible teneur en carbone sera un élément clé pour remplacer le combustible traditionnel des fours afin de décarboniser le secteur industriel. L'hydrogène et les carburants à base d'hydrogène, comme l'ammoniac, devraient également faire une percée dans le transport commercial à mesure que la technologie s'améliore pour réduire son coût et que la politique se développe pour soutenir le développement des infrastructures nécessaires. Le captage et le stockage du carbone, seuls ou en combinaison avec la production d'hydrogène, font partie des quelques technologies éprouvées qui pourraient permettre de réduire les émissions de CO₂ des secteurs à fortes émissions et difficiles à décarboniser, tels que la production d'électricité et les industries lourdes, notamment l'industrie manufacturière, le raffinage et la pétrochimie.

Selon les Perspectives, la demande de pétrole restera supérieure à 100 millions de barils par jour jusqu'en 2050. Et même, sous la moyenne des scénarios en dessous de 2 °C (probable) du GIEC, la demande de pétrole s'élèvera encore à 65 millions de barils par jour en 2050, soit environ deux tiers de la consommation actuelle.

Les Perspectives montrent que la production de pétrole diminue à un rythme d'environ 15 % par an. À ce rythme, et en l'absence d'investissements continus, d'ici 2030, les réserves de pétrole passeraient de 100 millions de barils par jour à moins de 30 millions de barils, soit plus de 70 millions de barils par jour de moins que ce qui est nécessaire pour répondre à la demande. Limiter les investissements aux seuls gisements existants ralentirait le déclin à environ 4 %, mais ce chiffre serait encore bien en deçà de la demande de pétrole dans la moyenne des scénarios en dessous de 2 °C (probable) du GIEC.

Pour répondre à la demande, la compagnie prévoit que les ressources mondiales en pétrole et en gaz augmenteront non seulement en raison de découvertes, mais aussi de la hausse des gisements déjà découverts. Cette hausse sera rendue possible grâce aux avancées technologiques. Les investissements pour développer et fournir les ressources nécessaires pour combler la demande mondiale jusqu'en 2050 seront importants et nécessaires pour répondre même à la demande en déclin rapide de pétrole et de gaz envisagé dans les scénarios de décarbonisation ambitieux.

Les accords internationaux et les réglementations régionales et nationales visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre continuent d'évoluer à un rythme tout aussi incertain que les résultats qui en ressortent, d'où la difficulté de prédire leur impact commercial. L'estimation par la compagnie des coûts potentiels relativement aux émissions de gaz à effet de serre cadre avec les règlements provinciaux et fédéraux applicables. Par ailleurs, la compagnie utilise comme base les Perspectives, lesquelles tiennent compte des politiques établies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'énergie, pour estimer l'offre et la demande d'énergie provenant de diverses sources et utilisations énergétiques. L'accord sur le climat conclu lors de la Conférence des Parties (COP-21) de 2015, à Paris, a fixé de nombreux nouveaux objectifs, et plusieurs politiques connexes continuent d'être élaborées. Les Perspectives reflètent un environnement caractérisé par des politiques climatiques de plus en plus strictes et cherchent à recenser les répercussions potentielles des politiques climatiques gouvernementales qui ciblent souvent des secteurs

particuliers. Aux fins des Perspectives, un coût estimatif des émissions de CO₂ liées à l'énergie est supposé, sur la base de facteurs régionaux et de niveaux relatifs de développement économique, et atteint d'ici 2050 jusqu'à 150 dollars US par tonne métrique pour les pays de l'OCDE et jusqu'à 100 dollars US par tonne métrique pour les pays non membres de l'OCDE. Tandis que les populations et pays cherchent des façons de réduire les risques de changements climatiques à l'échelle mondiale, ils continueront d'avoir besoin de solutions concrètes qui ne compromettent pas l'accessibilité ou la fiabilité de l'énergie qui leur est nécessaire. La compagnie continue de surveiller les nouvelles au sujet des contributions déterminées au niveau national (CDN), soumises par les nations signataires de l'Accord de Paris, ainsi que l'évolution des politiques dans la foulée de l'annonce de plans de neutralité carbone par certains États, dont le Canada.

Les informations présentées dans les Perspectives comprennent des estimations et des projections internes d'ExxonMobil, basées sur des données internes et des analyses, ainsi que des informations publiques provenant de sources externes, y compris l'Agence internationale de l'énergie.

Progrès dans la réduction des émissions

Les solutions concrètes aux défis mondiaux en matière d'énergie et de changement climatique tiendront compte de la concurrence sur le marché, ainsi que des approches stratégiques bien informées, bien conçues et transparentes qui soupèsent soigneusement les coûts et les avantages. De telles politiques sont susceptibles d'aider à gérer les risques des changements climatiques tout en permettant aux sociétés de poursuivre d'autres objectifs prioritaires dans le monde, notamment un air pur et une eau saine, un accès universel à une énergie fiable et abordable, et au progrès économique. La compagnie encourage l'adoption de solutions politiques judicieuses permettant de réduire les risques relatifs au changement climatique pour l'ensemble de l'économie au plus bas coût social possible. Nous devons exploiter toutes les sources d'énergie concrètes et rentables, classiques et non classiques, afin de continuer à satisfaire la demande énergétique mondiale, en tenant compte du volume et de la variété des besoins énergétiques mondiaux ainsi que de l'importance d'accroître l'accès à l'énergie moderne pour permettre à des milliards de personnes d'avoir un meilleur niveau de vie.

Dans le cadre des efforts déployés par la compagnie pour offrir des solutions qui réduisent l'intensité des émissions de gaz à effet de serre liées à ses activités et fournir aux clients des produits à faibles émissions sur le cycle de vie, la compagnie continuera d'évaluer et de déployer des technologies telles que les technologies des sables bitumineux qui utilisent moins de vapeur, le captage et le stockage du carbone, les projets d'efficacité énergétique et les carburants à faibles émissions. Les décisions de déploiement de ces technologies seront prises en fonction des conditions du marché et des politiques gouvernementales.

Contexte commercial récent

En 2025, le prix du pétrole brut a baissé par rapport à 2024, car l'augmentation de la production de l'OPEP+, la production record des États-Unis et le ralentissement de la croissance économique mondiale ont créé un déséquilibre important entre l'offre et la demande, tandis que les brèves flambées géopolitiques des prix se sont rapidement estompées et n'ont pas réussi à contrer la pression baissière générale. De plus, l'écart entre le WTI et le WCS canadien s'est réduit grâce à l'amélioration de l'accès au marché résultant de l'augmentation de la capacité d'exportation du TMX, tandis que la demande soutenue des raffineries américaines et la réduction des stocks de l'Ouest canadien au deuxième trimestre, attribuables aux révisions et aux répercussions des incendies de forêt sur l'approvisionnement, ont encore resserré l'écart. Les marges de raffinage de l'industrie se sont améliorées en 2025, sous l'influence de facteurs géopolitiques et de perturbations de l'approvisionnement. La compagnie suit de près les tendances du marché et s'efforce d'atténuer les effets des coûts d'exploitation et d'investissement dans tous les environnements de prix.

Au cours de l'année 2025, les États-Unis ont annoncé diverses mesures liées au commerce, notamment l'imposition de droits de douane sur les importations en provenance du Canada et de plusieurs autres pays. En représailles, le Canada a annoncé ses propres droits de douane. Malgré l'incertitude actuelle quant aux effets que ces actions auront finalement sur L'Impériale, ses fournisseurs et ses clients, la compagnie n'anticipe pas d'effets financiers significatifs à court terme.

Résultats commerciaux

Chiffres consolidés

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	3 268	4 790	4 889
Moins les éléments identifiés ¹ compris dans le bénéfice (perte) net			
Pertes de valeur	(570)	—	—
Charges de restructuration	(249)	—	—
Autres (a)	(212)	—	—
Sous-total des éléments identifiés ¹	(1 031)	—	—
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés ¹	4 299	4 790	4 889

(a) Obligations contractuelles associées à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells.

2025

Le bénéfice net en 2025 s'est élevé à 3 268 millions de dollars ou 6,48 dollars par action sur une base diluée, comparativement à 4 790 millions de dollars ou 9,03 dollars par action en 2024. Les résultats de l'année en cours comprennent des éléments identifiés¹ de : 320 millions de dollars après impôts (421 millions de dollars avant impôts) liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells; une charge de dépréciation hors trésorerie de 306 millions de dollars après impôts (406 millions de dollars avant impôts) liée au campus de L'Impériale à Calgary; des frais de restructuration de 249 millions de dollars après impôts (330 millions de dollars avant impôts); et une charge unique distincte de 156 millions de dollars après impôts (206 millions de dollars avant impôts) associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures.

2024

Le bénéfice net en 2024 s'est élevé à 4 790 millions de dollars ou 9,03 dollars par action sur une base diluée, comparativement à 4 889 millions de dollars ou 8,49 dollars par action en 2023.

¹ Mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » pour la définition et le rapprochement.

Secteur Amont

Aperçu

La compagnie produit du pétrole brut et du gaz naturel destinés principalement au marché nord-américain. Les stratégies commerciales de la compagnie pour le secteur Amont guident les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de recherche et de commercialisation du gaz. Ces stratégies consistent notamment à améliorer la fiabilité des actifs, à développer et appliquer des technologies à fortes retombées, maximiser la valeur en saisissant de nouvelles occasions commerciales et gérer le portefeuille actuel, et à apporter des améliorations durables quant à l'efficacité et l'efficacité organisationnelles. Elles reposent sur la quête incessante de l'intégrité opérationnelle, de l'utilisation de techniques innovatrices, d'une méthode rigoureuse en matière de gestion des coûts et d'investissement, du perfectionnement des employés et de l'investissement dans les communautés où la compagnie est implantée.

La compagnie peut compter sur une base significative de ressources pétrolières et gazières, ainsi que sur un vaste éventail de projets potentiels. Actuellement, la compagnie investit afin d'obtenir une valeur ajoutée et d'assurer la croissance de certains volumes, tout en mettant l'accent sur l'optimisation des actifs existants, la réduction des coûts et l'amélioration de la productivité afin de générer d'excellents rendements dans un large éventail de prix. La compagnie évalue aussi continuellement diverses possibilités susceptibles d'alimenter sa croissance à long terme. Bien que les volumes réels varient généralement au fil des années, les efforts portent sur les occasions de croissance à valeur ajoutée et à long terme en tenant compte des facteurs décrits à la « Rubrique 1A. Facteurs de risque ». La compagnie évalue continuellement les possibilités, notamment le rythme de développement de son projet d'Aspen.

Les prix de la majeure partie du pétrole brut de la compagnie sont établis en fonction des marchés pétroliers du Western Canada Select (WCS) et du West Texas Intermediate (WTI). De plus, le prix du marché pour le WCS est habituellement plus bas que celui du pétrole brut léger ou moyen et les écarts de prix entre le WCS et le WTI peuvent fluctuer.

La compagnie croit qu'à long terme, les prix dépendront de l'offre et de la demande, la demande étant en grande partie fonction de l'activité économique générale, des sources d'énergie de rechange, des niveaux de prospérité, des progrès technologiques, des préférences des consommateurs et des politiques gouvernementales. Sur le plan de l'offre, le contexte politique, les contraintes logistiques, les actions de l'OPEP ou l'OPEP+, les gouvernements, les solutions énergétiques de rechange et d'autres facteurs peuvent influencer considérablement sur les prix. Pour gérer les risques liés aux prix, la compagnie teste la résilience de ses plans annuels et de tous les investissements majeurs selon différents scénarios de prix.

Événements clés

Les actifs du secteur Amont ont affiché de solides résultats d'exploitation en 2025. La compagnie a continué de tirer profit des mesures prises les années précédentes pour gérer sa structure de coûts et accroître la fiabilité de ses actifs, mesures qui ont permis au secteur Amont d'augmenter sa valeur.

La production du secteur Amont pour l'année s'est élevée en moyenne à 438 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour.

À Kearl, la production brute s'est établie à environ 280 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 199 000 barils), ce qui représente une baisse d'environ 1 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 1 000 barils) par rapport à 2024.

À Cold Lake, la production annuelle s'est établie en moyenne à 151 000 barils par jour, ce qui représente une hausse d'environ 3 000 barils par jour par rapport à 2024.

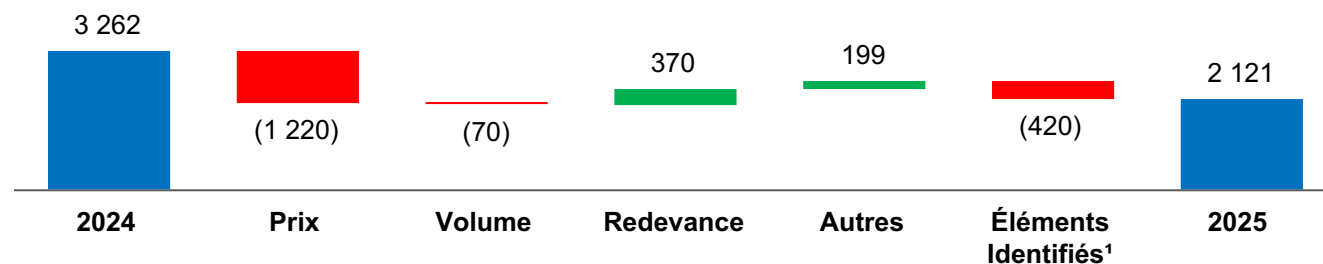
À Syncrude, la production annuelle s'est établie en moyenne à 79 000 barils par jour, ce qui représente une hausse d'environ 4 000 barils par jour par rapport à 2024.

Comme décrit plus en détail sous la « Rubrique 1A. Facteurs de risque », les risques environnementaux et les règlements liés au climat pourraient avoir des effets négatifs sur les activités du secteur Amont.

Résultats d'exploitation

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2025

en millions de dollars canadiens



Prix : Les prix moyens obtenus pour le bitume ont diminué de 7,52 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse des prix de référence, partiellement compensée par le resserrement du différentiel WTI/WCS. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique ont chuté de 12,92 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse du WTI.

Volume : Les effets sur les stocks ont été partiellement compensés par une augmentation de la production.

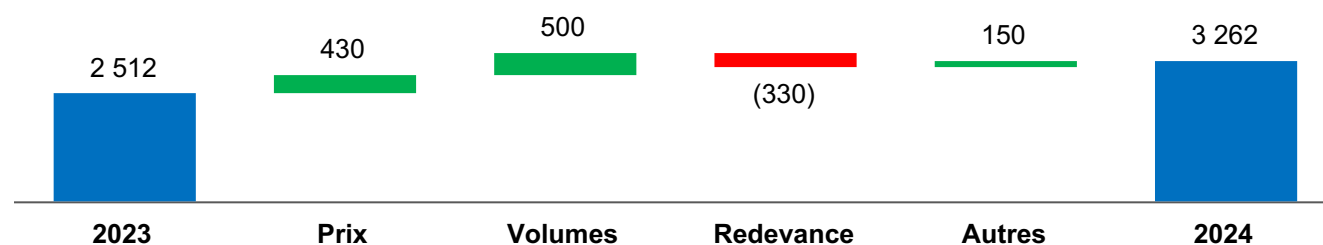
Redevances : La baisse des redevances est principalement attribuable à la baisse des prix des matières premières.

Autres : Principalement attribuable à des effets de change favorables d'environ 190 millions de dollars.

Éléments identifiés¹ : 320 millions de dollars après impôts (421 millions de dollars avant impôts) liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells et charge unique distincte de 100 millions de dollars après impôts (131 millions de dollars avant impôts) associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures dans le secteur Amont.

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2024

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 frais 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.

¹ Mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » pour la définition et le rapprochement.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

En dollars canadiens, sauf indication contraire	2025	2024	2023
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	64,73	75,78	77,60
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	53,76	61,04	58,97
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	10,97	14,74	18,63
Bitume (le baril)	67,01	74,53	67,42
Pétrole brut synthétique (le baril)	88,99	101,91	105,57
Pétrole brut classique (le baril)	33,10	55,63	59,30
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	1,76	0,69	2,58
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,72	0,73	0,74

Pétrole brut – Production et ventes (a)

en milliers de barils par jour	2025		2024		2023	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume	350	310	348	299	326	283
Pétrole brut synthétique (b)	79	68	75	62	76	67
Pétrole brut classique	4	4	5	5	5	5
Total de la production de pétrole brut	433	382	428	366	407	355
Ventes de bitume, diluant compris (c)	475		471		442	

Gaz naturel – Production et production disponible à la vente (a)

en millions de pieds cubes par jour	2025		2024		2023	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (d) (e)	29	29	30	30	33	32
Production mise en vente (f)		8		9		11

- (a) Le volume par jour correspond au volume pour la période, divisé par le nombre de jours civils dans cette période. La production brute correspond à la quote-part de la compagnie (à l'exclusion des achats) avant déduction de la part des propriétaires miniers ou des gouvernements ou des deux.
- (b) Les volumes de production de pétrole synthétique de la compagnie correspondaient à la quote-part du volume de production de la coentreprise Syncrude. Ils comprennent des quantités négligeables de bitume et d'autres produits exportés vers les installations de l'exploitant à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.
- (c) Le diluant est un condensat de gaz naturel ou un autre hydrocarbure léger ajouté au bitume brut pour en faciliter le transport.
- (d) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.
- (e) La production nette est égale à la production brute moins la quote-part des propriétaires miniers ou des gouvernements ou des deux. La production nette indiquée dans le tableau ci-dessus correspond aux quantités de production indiquées dans les réserves prouvées nettes.
- (f) Comprend les ventes de la quote-part de la compagnie dans la production nette et exclut les quantités consommées en interne.

2024

L'augmentation de la production de bitume est principalement attribuable à la production de Grand Rapids à Cold Lake ainsi qu'à l'augmentation de la productivité de l'équipement minier et à l'optimisation des activités d'entretien à Kearl.

Secteur Aval

Aperçu

Le secteur Aval de la compagnie sert principalement le marché canadien et mène des activités de raffinage, de négociation, de logistique et de commercialisation. La compagnie se situe dans une position concurrentielle sous l'effet des stratégies commerciales du secteur Aval de la compagnie, quelle que soit la conjoncture commerciale. Elles visent notamment à maintenir un rendement, parmi les meilleures de l'industrie, relativement à la fiabilité, à la sécurité et à l'intégrité opérationnelle, ainsi qu'à maximiser la valeur des technologies avancées, à tirer parti de l'intégration dans toutes les activités de la compagnie, à investir avec discernement en vue d'obtenir un rendement solide et avantageux, à assurer une exploitation efficace et efficiente et à fournir des produits et services de qualité, à valeur ajoutée et différenciés aux clients.

Au Canada, la compagnie possède et exploite trois raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 434 000 barils par jour. Les marges de raffinage sont largement déterminées par les écarts de prix entre les produits de base et dépendent de la différence entre le prix qu'une raffinerie paie sa matière première (principalement le pétrole brut) et les prix auxquels elle vend les produits qu'elle fabrique (principalement l'essence, le mazout lourd, le diesel, le carburéacteur, le mazout léger et l'asphalte). Le pétrole brut et bon nombre de produits sont vendus à grande échelle à des prix publiés sur le marché international, notamment sur la Bourse de New York (New York Mercantile Exchange). Les prix de ces produits de base sont déterminés par les marchés régionaux et mondiaux. Ils subissent l'effet de nombreux facteurs comme le jeu de l'offre et de la demande mondiale et régionale, le niveau des stocks, les activités de raffinage, l'équilibre entre importations et exportations, les variations des taux de change, les fluctuations saisonnières et du contexte météorologique et géopolitique. Bien que les marges de raffinage de l'industrie aient une forte incidence sur les bénéfices, les solides résultats opérationnels, l'optimisation de la gamme de produits et le contrôle rigoureux des coûts sont également essentiels à la bonne performance financière de la compagnie. L'intégration complète de la chaîne de valeur de la compagnie, du raffinage à la commercialisation, accroît la valeur globale du secteur des carburants.

Événements clés

Les marges de raffinage se sont renforcées en 2025, cela étant attribuable à la forte demande de distillats et aux niveaux de stocks relativement bas en raison des perturbations de l'approvisionnement mondial. La compagnie continue de surveiller de près les conditions économiques sectorielles et mondiales.

En janvier 2023, la compagnie a entièrement financé le projet de diesel renouvelable de la raffinerie de Strathcona. Cette installation, la plus grande de ce type au Canada, utilise de l'hydrogène, des charges d'alimentation locales, ainsi que le catalyseur exclusif de la compagnie pour produire du diesel renouvelable. La construction de l'installation a débuté en 2023 et s'est achevée en juillet 2025, date à laquelle le premier diesel renouvelable conforme aux spécifications a été produit, permettant ainsi la mise sur le marché de carburants à faibles émissions.

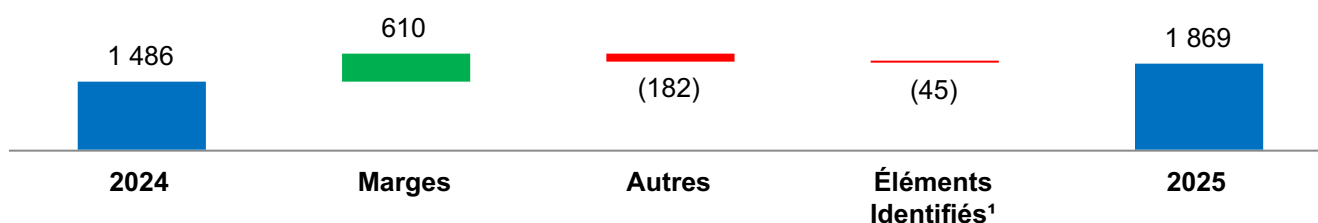
Comme décrit plus en détail sous la « Rubrique 1A. Facteurs de risque », la politique proposée sur le carbone et d'autres contraintes réglementaires sur le changement climatique, ainsi que la continuité des mandats sur les biocarburants pourraient avoir une incidence négative sur le secteur Aval.

La compagnie fournit des produits pétroliers par l'intermédiaire de stations-service de marque Esso et Mobil et de distributeurs indépendants. À la fin de 2025, la compagnie comptait plus de 2 600 stations qui fonctionnaient sous un modèle d'exploitation de distributeurs de marque conforme aux normes de la marque Esso et Mobil, par lequel la compagnie fournit du carburant à des tiers indépendants.

Résultats d'exploitation

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2025

en millions de dollars canadiens



Marges : La hausse des marges reflète principalement l'amélioration des conditions du marché.

Autres : Attribuables essentiellement à l'augmentation des frais d'exploitation d'environ 140 millions de dollars due à la hausse des coûts énergétiques, aux travaux d'entretien supplémentaires dans le centre de fabrication de l'est de la compagnie d'environ 70 millions de dollars et aux effets défavorables du volume de vente en gros d'environ 60 millions de dollars, partiellement compensés par une diminution des coûts d'entretien d'environ 100 millions de dollars.

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2024

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.

Utilisation de la capacité de raffinage

en milliers de barils par jour (a)	2025	2024	2023
Production totale des raffineries (b)	402	399	407
Capacité prévue au 31 décembre (c)	434	434	433
Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage)	93	92	94

(a) Le volume par jour correspond au volume pour la période, divisé par le nombre de jours civils dans cette période.

(b) Le débit des raffineries est le volume de pétrole brut et de charges d'alimentation traité dans les unités de distillation atmosphérique.

(c) Les données relatives à la capacité de raffinage sont basées sur 100 % des capacités journalières nominales des unités de traitement des raffineries pour traiter les intrants des unités de distillation atmosphérique dans des conditions de fonctionnement normales, moins l'impact des arrêts nécessaires pour des activités régulières de réparation et d'entretien, en moyenne sur une période prolongée.

2024

La baisse du débit des raffineries en 2024 reflétait l'impact des activités d'entretien planifiées aux raffineries de Nanticoke, Sarnia et Strathcona.

¹ Mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » pour la définition et le rapprochement.

Ventes de produits pétroliers

en milliers de barils par jour (a)	2025	2024	2023
Essence	224	223	228
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	177	175	176
Huiles lubrifiantes et autres produits (b)	48	46	43
Mazout lourd	21	22	24
Ventes nettes de produits pétroliers	470	466	471

(a) Le volume par jour correspond au volume pour la période, divisé par le nombre de jours civils dans cette période.

(b) En 2025 et 2024, les ventes de benzène et de solvants aromatiques sont comptabilisées sous le poste Ventes de produits pétroliers - Huiles lubrifiantes et autres produits, alors qu'en 2023, elles l'étaient sous le poste Vente 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.

Produits chimiques

Aperçu

L'Amérique du Nord a continué à bénéficier de l'offre abondante de gaz naturel et de liquides de gaz naturel, assurant une source d'énergie et une charge d'alimentation peu coûteuses aux vapocraqueurs.

Événements clés

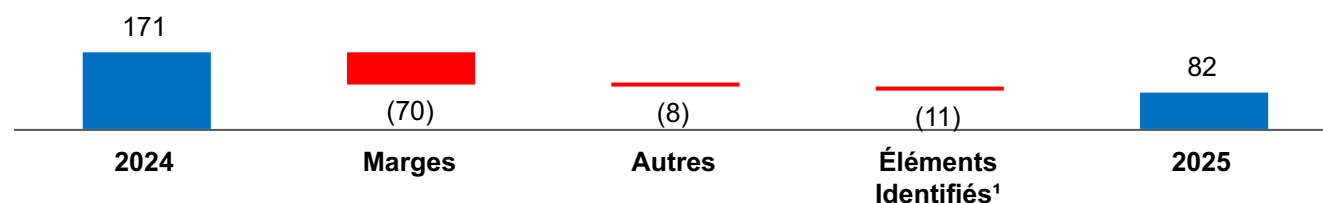
En 2025, le secteur Produits chimiques a enregistré de solides résultats d'exploitation, s'appuyant sur les améliorations réalisées à la suite des activités d'entretien planifiées au cours des années précédentes.

La compagnie conserve un avantage concurrentiel grâce au maintien d'une rigueur dans l'excellence opérationnelle, à la qualité constante de ses produits, à sa discipline en matière d'investissements et de coûts ainsi qu'à l'intégration de son usine chimique de Sarnia à la raffinerie. La compagnie tire parti également de sa relation avec les activités chimiques d'ExxonMobil en Amérique du Nord, ce qui lui permet de demeurer un chef de file sur ses principaux segments de marché.

Résultats d'exploitation

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2025

en millions de dollars canadiens



Marges : La baisse des marges reflète principalement la faiblesse des marges industrielles sur le polyéthylène.

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2024

en millions de dollars canadiens



Ventes

en milliers de tonnes	2025	2024	2023
Ventes totales de produits pétrochimiques (a)	683	684	820

(a) En 2025 et 2024, les ventes de benzène et de solvants aromatiques sont comptabilisées sous le poste Ventes de produits pétroliers - Huiles lubrifiantes et autres produits, alors qu'en 2023, elles l'étaient sous le poste Vente 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.

Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Bénéfice (perte) net	(804)	(129)	(88)

Les résultats de l'année en cours comprennent des éléments identifiés¹ de : la charge de dépréciation hors trésorerie de 306 millions de dollars après impôts (406 millions de dollars avant impôts) liée au campus de L'Impériale à Calgary et des frais de restructuration de 249 millions de dollars après impôts (330 millions de dollars avant impôts); les résultats reflètent également une augmentation des programmes de rémunération et d'intéressement due à la hausse du cours de l'action.

¹ Mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » pour la définition et le rapprochement.

Situation de trésorerie et sources de financement

Sources et affectation des flux de trésorerie

La compagnie émet périodiquement de la dette à long terme et maintient un programme de papier commercial. Les fonds autogénérés couvrent néanmoins la majeure partie de ses besoins financiers. Conformément aux directives concernant la qualité des contreparties et des placements, les fonds pouvant être temporairement au-delà des besoins immédiats de la compagnie sont gérés avec soin pour s'assurer qu'ils sont en sûreté et qu'ils peuvent être facilement accessibles de manière à répondre aux besoins en trésorerie de la compagnie et à optimiser le rendement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dépendent pour beaucoup des prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que des marges sur le pétrole et les produits chimiques. En outre, la compagnie doit sans cesse trouver et mettre en valeur de nouveaux gisements pour soutenir les flux de trésorerie des exercices futurs, et continuer de mettre au point et d'appliquer de nouvelles techniques aux gisements existants afin de maintenir ou d'augmenter la production.

Grâce à sa santé financière, la compagnie peut engager d'importantes dépenses en immobilisations à long terme. Le vaste éventail des possibilités de mise en valeur dont dispose la compagnie et la nature complémentaire de ses secteurs d'activité contribuent à atténuer l'ensemble des risques auxquels la compagnie et ses flux de trésorerie sont exposés. De plus, du fait de sa stabilité financière, de sa capacité d'emprunt et des diverses possibilités qu'elle peut exploiter, le risque lié au retard d'un projet quelconque n'aurait pas une incidence importante sur la liquidité de la compagnie ni sur sa capacité de générer des flux de trésorerie suffisants pour ses activités d'exploitation et ses engagements fixes.

Le financement des régimes de retraite agréés se conforme aux règlements fédéraux et provinciaux en matière de retraite. La compagnie cotise à ces régimes suivant les besoins établis par une évaluation actuarielle indépendante réalisée au minimum tous les trois ans en fonction de l'état du financement. La plus récente estimation des régimes de retraite agréés de la compagnie a été réalisée le 31 décembre 2022. Une évaluation des régimes de retraite agréés de la compagnie au 31 décembre 2025 devrait être réalisée en 2026. La compagnie a contribué à hauteur de 148 millions de dollars aux régimes de retraite agréés en 2025. Les exigences de financement futures ne devraient pas avoir d'incidence sur les plans d'investissement existants de la compagnie ni sur sa capacité à saisir de nouvelles possibilités d'investissement.

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	6 708	5 981	3 734
Activités d'investissement	(1 892)	(1 825)	(1 694)
Activités de financement	(4 653)	(4 041)	(4 925)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	163	115	(2 885)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	1 142	979	864

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation

2025

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

2024

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent essentiellement de moindres 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.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2025

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

2024

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

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

2025

À la fin de 2025, le total de la dette s'élevait à 3 997 millions de dollars contre 4 011 millions de dollars à la fin de 2024.

Au quatrième trimestre de 2025, la compagnie a repoussé la date d'échéance de ses deux marges de crédit existantes de 250 millions de dollars aux mois de novembre 2026 et novembre 2027, respectivement.

La compagnie n'a utilisé aucune de ses marges de crédit disponibles restantes de 500 millions de dollars.

2024

À la fin de 2024, le total de la dette s'élevait à 4 011 millions de dollars contre 4 132 millions de dollars à la fin de 2023.

En juin 2024, la compagnie a repoussé la date d'échéance du prêt à taux variable à long terme en dollars canadiens qu'elle a contracté auprès d'ExxonMobil au 30 juin 2035. Toutes les autres conditions restent inchangées.

Au quatrième trimestre de 2024, la compagnie a repoussé la date d'échéance de ses deux marges de crédit existantes de 250 millions de dollars aux mois de novembre 2025 et novembre 2026, respectivement.

La compagnie n'a utilisé aucune de ses marges de crédit disponibles restantes de 500 millions de dollars.

Rachats d'actions

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2025	2024	2023
Rachats d'actions (a)	3 180	2 681	3 800
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	25,5	26,8	48,3

(a) Les rachats d'actions sont effectués dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la compagnie. Une offre publiques de rachat importantes ont été lancées et ont été en vigueur du 3 novembre au 8 décembre 2023. Cela comprend le rachat d'actions à Exxon Mobil Corporation dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, et par dépôt proportionnel dans le cadre des importantes offres publiques de rachat de la compagnie.

2025

Le 23 juin 2025, la compagnie a annoncé dans un communiqué de presse 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 permet à la compagnie d'acheter jusqu'à un maximum de 25 452 248 actions ordinaires au cours de la période allant du 29 juin 2025 au 28 juin 2026. Le programme a pris fin le 17 décembre 2025, la compagnie ayant acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

2024

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 d'achat d'actions existant. Le programme a permis à la compagnie de racheter jusqu'à un maximum de 26 791 840 actions ordinaires entre le 29 juin 2024 et le 28 juin 2025. Le programme a pris fin le 19 décembre 2024, la compagnie ayant acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

Dividendes

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2025	2024	2023
Dividendes versés	1 401	1 238	1 103
Dividende par action versé (en dollars)	2,76	2,30	1,88

Solidité financière

Le tableau ci-dessous présente le rapport dettes consolidées/capitaux propres de la compagnie au 31 décembre. Les données démontrent la solvabilité de la société :

en pourcentage	2025	2024	2023
Rapport dettes/capitaux (a)	15	15	16

(a) La dette, définie comme la somme des lignes « Billets et emprunts » et « Dette à long terme » dans le bilan consolidé, divisée par le capital, défini comme la somme de la dette et du « Total des capitaux propres » dans le bilan consolidé.

En 2025, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 131 millions de dollars, comparativement à 192 millions de dollars en 2024. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur la dette de la compagnie s'est établi à 3,1 % en 2025, comparativement à 4,7 % en 2024.

La santé financière de la compagnie constitue un avantage concurrentiel d'une importance stratégique permettant à la compagnie d'avoir facilement accès au marché des capitaux dans diverses conditions du marché et de prendre d'importants engagements à long terme dans le but de maximiser la valeur pour les actionnaires.

Obligations contractuelles

La compagnie a des obligations contractuelles comportant des engagements envers des tiers qui ont une incidence sur ses besoins en liquidités et en sources de financement. Ces obligations contractuelles sont principalement liées à des contrats de location, à des créances, à la mise hors service d'immobilisations, aux prestations de retraite et à d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite et comprennent également d'autres obligations à long terme ainsi que des engagements fermes. D'autres renseignements à ce sujet figurent aux notes 4, 5, 11, 13 et 14 aux états financiers consolidés.

Les autres contrats d'achat à long terme sont des engagements non résiliables, ou résiliables uniquement en vertu de certaines conditions, ainsi que des engagements à long terme qui ne sont pas des obligations d'achat inconditionnel. Il s'agit principalement de contrats portant sur l'approvisionnement en matières premières, les services de transport et les avantages pour la collectivité. À la fin de 2025, l'obligation totale était de 14,5 milliards de dollars, dont 1,5 milliard de dollars dus en 2026 et 1,5 milliard de dollars dus en 2027.

Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 9 aux états financiers consolidés, différentes poursuites ont été intentées contre L'Impériale et ses filiales. Compte tenu des faits et circonstances pertinents, la compagnie ne croit pas que l'issue définitive d'une quelconque poursuite en cours à son encontre aura une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble.

Par ailleurs, comme indiqué en note 9, L'Impériale avait un passif éventuel au 31 décembre 2025 relativement à des garanties liées à la performance en vertu de contrats. Prises dans leur ensemble, ces garanties n'exercent pas d'effet substantiel sur les opérations, la situation financière ou les états financiers de la compagnie.

Il n'existe pas d'événements ni d'incertitudes autres que ceux déjà déclarés dans les états financiers qui laissent supposer des changements dans les résultats d'exploitation futurs ou la situation financière.

Dépenses en immobilisations et frais d'exploration

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration représentent le total combiné des acquisitions au coût des immobilisations corporelles, des ajouts aux contrats de location-acquisition, des investissements additionnels et des acquisitions; des frais d'exploration avant impôt provenant de l'état consolidé des résultats et de la part de la compagnie des coûts similaires dans des entreprises dont elle est actionnaire. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone. Bien que la direction de la compagnie soit responsable de tous les investissements et éléments du bénéfice net, une attention particulière est accordée à la gestion des aspects contrôlables de ce groupe de dépenses.

en millions de dollars canadiens	2025	2024
Secteur Amont (a)	1 480	1 078
Secteur Aval	412	572
Produits chimiques	11	30
Comptes non sectoriels et autres	124	187
Total	2 027	1 867

(a) Frais d'exploration inclus.

Pour le secteur Amont, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration étaient principalement liées au maintien des activités de la compagnie consacrées aux sables bitumineux et à ses actifs in situ.

Pour le secteur Aval, les dépenses en immobilisations étaient principalement liées à la fin de la construction de l'installation de diesel renouvelable de Strathcona, de même qu'à d'autres projets de raffinerie et de distribution visant à améliorer le rendement environnemental, la fiabilité et l'efficacité énergétique.

Le total des dépenses en immobilisations et frais d'exploration devrait se chiffrer entre 2,0 et 2,2 milliards de dollars en 2026.

Les prévisions en matière d'immobilisations et de frais d'exploration pour 2026 tiennent compte d'engagements fermes de 585 millions de dollars pour la construction et l'achat d'actifs immobilisés et d'autres investissements permanents. Des engagements fermes supplémentaires de 89 millions de dollars ont été effectués pour les exercices 2027 et suivants.

Les dépenses réelles pourraient varier en fonction de la progression de chaque projet.

Risques liés au marché

Les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers et chimiques ont fluctué en réponse à l'évolution des forces du marché. L'incidence de ces fluctuations sur les résultats des opérations des secteurs Amont, Aval et Produits chimiques a varié.

Les résultats de la compagnie sont influencés par les prix de référence du pétrole brut en Amérique du Nord, ainsi que par les variations des écarts entre ces prix de référence et les prix du pétrole brut léger et lourd dans l'Ouest canadien. Le modèle d'affaires intégré de la compagnie réduit les risques associés aux variations des cours des matières premières. Par exemple, lorsque les écarts relatifs au pétrole brut entre les prix de référence de l'Amérique du Nord et ceux de l'Ouest canadien se creusent, la compagnie est en mesure d'atténuer l'incidence de l'élargissement des écarts sur le secteur Amont en les intégrant aux investissements du secteur Aval dans les raffineries et les engagements relatifs aux oléoducs.

Dans les environnements compétitifs Amont et Produits chimiques, le bénéfice est principalement déterminé par la capacité à générer des marges sur les produits vendus, plutôt que par les niveaux de prix absolus. Les marges de raffinage varient en fonction de la différence entre ce qu'une raffinerie paie pour ses matières brutes (principalement le pétrole brut) et les prix du marché pour la gamme de produits fabriqués. En contrepartie, ces prix dépendent du rapport entre l'offre et la demande au niveau mondial et régional, des niveaux de stock, des opérations de raffinage, de l'équilibre entre importations et exportations et du climat.

Les prix de référence du pétrole brut ainsi que ceux des produits pétroliers et chimiques sont généralement libellés en dollars américains. La majeure partie des ventes et des achats de la compagnie est fonction de ces valeurs de référence du secteur qui sont libellées en dollars américains. Comme la compagnie enregistre et déclare ses résultats financiers en dollars canadiens, les fluctuations du taux de change du dollar canadien en dollar américain auront une certaine incidence sur les résultats de la compagnie.

La compagnie est exposée aux variations des taux d'intérêt, en particulier sur sa dette qui comporte des taux d'intérêt variables. L'impact d'une variation de 0,25 % des taux d'intérêt affectant la dette de la compagnie ne serait pas substantiel sur le bénéfice ou les flux de trésorerie. La compagnie a accès à une source importante de liquidités à court terme comme à long terme. Les fonds autogénérés devraient couvrir la majeure partie des besoins financiers, appuyés par de la dette à long terme et à court terme si besoin est.

L'exposition possible de la compagnie aux prix des marchandises et aux marges ainsi qu'aux fluctuations du taux de change du dollar canadien en dollar américain est résumée dans le tableau de sensibilité des résultats, qui illustre l'effet annuel estimé sur le bénéfice net de la compagnie après impôts dans les conditions actuelles. Pour une période donnée, l'ampleur de l'avantage ou du préjudice réel dépendra de l'évolution des prix de chaque type de pétrole brut et de produit, des volumes de production et de vente, de la capacité de transport, des coûts et des méthodes de sortie, et d'autres facteurs. Par conséquent, les variations des prix de référence du pétrole brut et les écarts de prix du pétrole brut, ainsi que les autres facteurs énumérés dans le tableau suivant, ne fournissent que des indicateurs généraux des variations du bénéfice au cours d'une période donnée.

Sensibilité des résultats (a)

en millions de dollars canadiens, après impôts

Variation du prix du baril de pétrole brut de l'ordre de 1 dollar américain	+ (-)	115
Variation de la marge de raffinage 2-1-1 de l'ordre de 1 dollar américain par baril (b)	+ (-)	145
Baisse (hausse) de 0,01 dollar de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	130

(a) Chaque calcul de sensibilité indique l'incidence annuelle sur le bénéfice net de la variation d'un facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Cette sensibilité a été mise à jour pour traduire les conditions actuelles du marché. Elle peut ne pas s'appliquer de manière proportionnelle aux fluctuations plus importantes.

(b) La marge de craquage 2-1-1 est un indicateur de la marge des raffineries généré en convertissant deux barils de pétrole brut en un baril d'essence et un baril de diesel.

La demande de pétrole brut, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques est généralement étroitement liée à la croissance économique. Les récessions ou autres périodes de croissance économique faible ou négative auront généralement un effet direct et néfaste sur les résultats financiers de la compagnie. Bien que les niveaux des prix du pétrole brut puissent augmenter et diminuer de manière considérable à court et à moyen terme (notamment à cause de la situation économique mondiale, de divers événements politiques, des décisions des pays membres de l'OPEP et de l'OPEP+ et d'autres facteurs), il demeure qu'à long terme,

l'économie du secteur continuera à être influencée par l'offre et la demande. La compagnie évalue ses investissements sur un large éventail de prix futurs, notamment les coûts estimés des émissions de gaz à effet de serre.

Les marchés mondiaux de l'énergie peuvent connaître de longues périodes pendant lesquelles la conjoncture commerciale est défavorable à un ou plusieurs des secteurs d'activité de la compagnie. Cette conjoncture, de pair avec la nature à haute intensité de capital du secteur et les longs délais de rentabilisation associés à plusieurs projets de la compagnie, souligne l'importance de maintenir une solide situation financière. La direction juge que la santé financière de la compagnie est un avantage concurrentiel.

En général, les résultats sectoriels ne dépendent pas de la capacité à vendre ou à acheter des produits aux autres secteurs. Lorsque de telles ventes ont lieu, elles découlent plutôt de l'efficacité et des avantages concurrentiels provenant des complexes de secteurs d'activité intégrés et de raffinage et de fabrication de produits chimiques. Les ventes intersectorielles de la société comprennent le pétrole brut produit par le secteur Amont et vendu au secteur Aval, ainsi que les ventes de matières premières, de charges d'alimentation et de produits finis entre les raffineries et l'usine chimique. Toutes les ventes intersectorielles se font aux prix courants. Voir la note 2 pour en savoir plus sur les recettes intersectorielles.

La compagnie a recours à un programme de gestion des actifs diligent selon lequel les actifs non stratégiques sont analysés en vue d'une cession éventuelle. Le programme de gestion des actifs comprend une évaluation rigoureuse et régulière pour garantir que les actifs contribuent aux objectifs stratégiques de la compagnie.

Gestion des risques

La taille de la compagnie, sa solide situation financière et la nature complémentaire de ses segments d'activité réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et de taux de change. En outre, la société peut utiliser des contrats sur marchandises, y compris des produits dérivés, pour gérer le risque lié au cours des matières premières et pour générer des rendements à partir de ses activités de négociation. Ces contrats ne sont pas comptabilisés selon la comptabilité de couverture. Le risque de crédit associé à la position sur produits dérivés de la compagnie est atténué par plusieurs facteurs, notamment l'utilisation de bourses de compensation de produits dérivés, la qualité des contreparties et les limites financières imposées aux contreparties de produits dérivés. Aucun risque de marché ou de crédit important quant à la situation financière de la société, aux résultats d'exploitation ou à la situation de trésorerie n'existe en raison des produits dérivés décrits dans la note 6. La compagnie maintient un système de contrôle comprenant l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés.

Estimations comptables critiques

Les états financiers de la compagnie ont été dressés selon les Principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis. Les PCGR des É.-U. obligent la direction à faire des estimations et à porter des jugements qui ont une incidence sur les montants déclarés d'actifs, de passifs, de produits et de charges ainsi que sur la déclaration des actifs et passifs éventuels. L'information comptable et financière de la compagnie reflète fidèlement son modèle d'entreprise intégré qui repose sur l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que la fabrication, le commerce, le transport et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits pétrochimiques et de divers produits spécialisés; et la recherche d'occasions commerciales de réduction des émissions, y compris le captage et le stockage du carbone, l'hydrogène, les carburants à faibles émissions et le lithium. La compagnie n'a pas recours à des structures de financement visant à modifier ses résultats ou à soustraire certaines dettes de son bilan. Les principales méthodes comptables de la compagnie sont résumées dans la note 1 aux états financiers consolidés.

Réserves de pétrole et de gaz naturel

L'évaluation des réserves de pétrole et de gaz naturel est essentielle pour une gestion efficace des actifs du secteur Amont. Elle fait partie intégrante de la prise de décisions sur les investissements relatifs aux biens pétroliers et gaziers comme de décider s'il faut aller de l'avant en ce qui concerne la mise en valeur.

L'estimation des réserves prouvées, qui repose sur une exigence de certitude raisonnable, est un processus continu qui repose sur de rigoureuses évaluations techniques, commerciales et du marché ainsi que sur une analyse détaillée du rendement des puits et des gisements, comme les débits, ainsi que les coûts de développement et de production, et d'autres facteurs. La compagnie vérifie l'estimation des réserves prouvées à partir de directives d'approbation établies de longue date. Les changements apportés aux réserves se font suivant un processus rigoureux bien établi, dirigé par des géoscientifiques et des ingénieurs compétents, secondés par le groupe de gestion des réserves qui a une solide expérience technique, aboutissant à des révisions avalisées par la haute direction et le conseil d'administration. Fait à signaler, la compagnie n'a pas recours à des objectifs quantitatifs précis sur les réserves pour fixer la rémunération. Les principaux critères du processus d'estimation des réserves sont décrits dans la « Déclaration des réserves », à la rubrique 1.

Les réserves de pétrole et de gaz naturel comprennent les réserves prouvées et non prouvées.

- Les réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel sont déterminées conformément aux exigences de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Les réserves prouvées correspondent aux volumes de pétrole et de gaz naturel dont la productivité économique peut être estimée avec une certitude raisonnable par l'analyse de données géologiques et techniques, ainsi qu'en vertu des conditions économiques et opérationnelles et des réglementations gouvernementales. Les réserves prouvées sont déterminées en utilisant la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois au cours de l'année de référence.

Les réserves prouvées peuvent être sous-divisées en réserves mises en valeur et non mises en valeur. Les réserves prouvées mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés par le biais des puits, des installations ou des activités minières existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation existants. Les réserves prouvées non mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés par le biais de nouveaux puits, de puits existants, d'installations ou d'activités minières existantes qui nécessitent des dépenses en capital substantielles. Les réserves prouvées non mises en valeur sont reconnues lorsqu'un plan de mise en valeur a été adopté, indiquant qu'il est prévu qu'un puits soit mis en valeur dans un délai de cinq ans, à moins que des circonstances spécifiques ne plaident en faveur d'une période plus longue.

La compagnie est raisonnablement certaine que les réserves prouvées seront produites. Néanmoins, les échéances et les quantités récupérées peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, dont l'achèvement et l'optimisation des projets de mise en valeur, le rendement des gisements et la capacité de traitement des installations.

- Les réserves non prouvées désignent les volumes de pétrole et de gaz naturel dont la certitude de récupération est moins que raisonnable et comprennent les réserves probables. Les réserves probables sont des réserves dont la récupération est plus probable qu'improbable.

Les révisions des volumes de réserves prouvées estimées précédemment pour les gisements existants peuvent être effectuées en raison de l'évaluation ou de la réévaluation de données existantes sur la géologie, les gisements ou la production, de nouvelles données sur la géologie, les gisements ou la production, ou des

variations de la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois et/ou des coûts de fin d'année servant à calculer les réserves. Ces révisions peuvent aussi découler d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

En 2023, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume de 0,1 milliard de barils ont découlé d'une baisse des obligations de versement de redevances associées à des prix plus bas et à des révisions techniques mineures à Cold Lake et à Kearl. Une légère hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique est associée à une baisse des obligations de versement de redevances associées aux prix. Les réserves prouvées de liquides classiques ont diminué à zéro dans les conditions de prix et d'exploitation actuelles.

En 2024, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume de 0,1 milliard de barils ont principalement découlé des mises à jour du modèle géologique et de la densité des puits de Kearl, et des forages intercalaires de Cold Lake, cela étant partiellement contrebalancé par des réductions liées à l'augmentation des obligations de versement de redevances et des mises à jour de la limite de la fosse de Kearl. La diminution des réserves prouvées de pétrole synthétique est liée à l'approbation réglementaire de la stérilisation du minerai à Syncrude.

En 2025, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume ont découlé principalement de la planification de l'injection de vapeur, du forage de mise en valeur, du processus d'injection de vapeur additionnée de liquide (LASER) pour améliorer la récupération à Cold Lake et d'une baisse des obligations de versement de redevances associées aux prix à Cold Lake et à Kearl. Une hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique est associée à une baisse de l'obligation de versement de redevances.

En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de la compagnie. Les décisions d'exploitation de la compagnie et ses perspectives pour les volumes de production ne sont pas touchées par les réserves prouvées déclarées en vertu des définitions de la SEC.

Amortissement par unité de production

Les quantités des réserves de pétrole et de gaz naturel sont utilisées comme base pour calculer les taux d'amortissement par unité de production pour la plupart des actifs du secteur Amont. L'amortissement est obtenu en calculant le ratio du coût des actifs par rapport aux réserves prouvées totales ou aux réserves prouvées mises en valeur appliquées au coût réel de production. Les quantités produites et le coût de l'actif sont connus, tandis que les réserves prouvées sont fondées sur des estimations sujettes à une certaine variabilité.

Si la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie utile d'un actif du secteur Amont, une autre méthode est utilisée. La méthode de l'amortissement linéaire est utilisée dans des situations bien précises, lorsque la durée de vie estimée de l'actif ne correspond raisonnablement pas aux réserves sous-jacentes. À titre d'exemple, certains actifs utilisés dans la production de pétrole et de gaz naturel disposent d'une durée de vie plus courte que les réserves, et à ce titre, la compagnie a recours à l'amortissement linéaire pour veiller à ce que l'actif soit totalement amorti à la fin de sa durée de vie utile.

Dans la mesure où les réserves prouvées pour un gisement sont substantiellement désinscrites et que ce gisement continue à produire de sorte que la charge d'amortissement qui en découle ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie prévue, les actifs seront amortis à l'aide de la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production sur la base des réserves déterminées au prix le plus récent de la SEC, ce qui permet d'obtenir une quantité plus importante de réserves prouvées, convenablement ajustée pour les variations de production et techniques.

Incidence des réserves et des prix du pétrole et du gaz et des marges sur les tests de dépréciation

La compagnie teste régulièrement la probabilité de récupération des actifs ou des groupes d'actifs dès lors que des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable risque d'être perdue. La compagnie dispose d'un processus solide pour surveiller les indicateurs de dépréciation potentielle dans ses groupes d'actifs tout au long de l'année. Ce processus est conforme aux exigences des normes ASC 360 et ASC 932 et s'appuie en partie sur le cycle de planification et de budgétisation de la compagnie.

Dans la mesure où la durée de vie de la grande majorité des principaux actifs de la compagnie est calculée en décennies, les flux de trésorerie futurs de ces actifs sont principalement basés sur les prix et les marges sectorielles du pétrole et du gaz naturel, et les coûts de développement et de production sur le long terme.

D'importantes réductions dans les perspectives de la compagnie au sujet des prix ou des marges pour le pétrole ou le gaz naturel, en particulier sur le long terme, ainsi que l'évolution des plans de mise en valeur, y compris les décisions de reporter, de réduire ou d'éliminer des dépenses en immobilisations prévues, peuvent être autant d'indicateurs d'une dépréciation potentielle. D'autres événements ou changements aux circonstances, y compris les indicateurs de la norme ASC 360, peuvent également augurer une possible dépréciation.

De manière générale, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un signe de dépréciation. La direction est d'avis que les prix à long terme doivent suffire à produire des investissements dans l'approvisionnement énergétique pour répondre à la demande mondiale. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt les grands paramètres de l'augmentation ou de la diminution de l'offre par rapport à la demande qui déterminent les prix à long terme dans le secteur. Sur le plan de l'offre, la production industrielle des gisements matures est en déclin. Ce déclin est compensé par des investissements visant la production dans de nouvelles découvertes, le développement de gisements connus, les avancées techniques et l'amélioration de l'efficacité. Les activités d'investissement et les politiques de production de l'OPEP+ ont aussi des effets sur l'offre mondiale de pétrole. L'évolution de la demande est largement dépendante de la croissance de l'activité économique générale, des sources d'énergie de rechange et des niveaux de prospérité. Tout au long de la durée de vie de ses actifs majeurs, la compagnie s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz ainsi que les marges sectorielles affichent une importante volatilité. Par conséquent, ces actifs connaissent des périodes de bénéfice supérieur et de bénéfice inférieur, voire des pertes. Dans le cadre de l'évaluation visant à déterminer si les événements ou changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie tient compte des récentes périodes de pertes d'exploitation dans le cadre de ses perspectives à plus long terme sur les prix et les marges.

Perspectives mondiales et évaluation des flux de trésorerie

Le processus de planification et de budgétisation annuelles – le plan de la compagnie – est le mécanisme utilisé pour répartir les ressources (capital, dépenses en immobilisations et ressources humaines) à travers la compagnie. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande énergétiques à la base du plan de la compagnie sont d'abord fondées sur les *Perspectives mondiales* d'Exxon Mobil Corporation (les Perspectives), qui contiennent des prévisions de la demande et de l'offre basées sur une évaluation des tendances actuelles en matière de technologies, de politiques gouvernementales, de préférences des consommateurs, de géopolitique, de développement économique et d'autres facteurs.

Les Perspectives, qui tiennent compte de l'environnement politique mondial actuel, ne tentent pas de présenter des projections quant à l'ampleur de l'avancement et du déploiement futurs de politiques et de technologies nécessaires pour que le monde atteigne la carboneutralité d'ici 2050. Au fil de leur apparition, les avancées politiques et technologiques seront intégrées aux Perspectives et les plans d'entreprise de la compagnie seront mis à jour en conséquence.

Si les événements ou les changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Pour effectuer cette évaluation, les actifs sont regroupés au niveau le plus bas pour lequel il existe des flux de trésorerie identifiables et largement indépendants des flux de trésorerie des autres groupes d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses établies dans le plan de la compagnie, lequel est examiné et approuvé par le conseil d'administration, et sont conformes aux critères de gestion utilisés pour évaluer les possibilités d'investissement. Ces évaluations se fondent sur les hypothèses émises par la compagnie concernant l'allocation de capitaux futurs, les prix du pétrole et du gaz naturel, y compris les écarts de prix, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts de développement et de production, y compris les prix des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les taux de change des devises. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements (débit ou ventes). L'estimation par la direction des volumes de production en amont utilisés pour les flux de trésorerie projetés fait appel à des quantités de réserves prouvées et peut inclure des quantités de réserves non prouvées ajustées en fonction du risque. Les prix des émissions de gaz à effet de serre reflètent les actions politiques actuelles ou prévues des gouvernements fédéral et provinciaux compétents. Bien que les scénarios de tiers puissent être utilisés pour tester la résilience des activités et des stratégies de la compagnie, ils ne servent pas de fondements aux estimations de flux de trésorerie futurs pour les tests de dépréciation.

Juste valeur des actifs dépréciés

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie futurs estimés non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable du groupe. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur. L'évaluation de la juste valeur est basée sur les opinions d'un intervenant du marché

probable. Les principaux paramètres utilisés pour établir la juste valeur comprennent des estimations des valeurs de superficie et des mesures de la production des puits de production tirées de transactions comparables du marché, des estimations fondées sur le marché des ratios cours-flux de trésorerie dans le temps ainsi que des flux de trésorerie actualisés. Les données et les hypothèses utilisées dans les modèles de flux de trésorerie actualisés comprennent des estimations des volumes de production futurs, la production et les volumes de ventes de produits, les prix des produits de base (comparables avec la moyenne établie par les experts industriels tiers et les agences gouvernementales), les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les coûts de forage et de mise en valeur, les coûts d'exploitation et les taux d'actualisation, qui reflètent les caractéristiques du groupe d'actifs.

Autres estimations de dépréciation

Les gisements non prouvés sont évalués périodiquement pour déterminer s'ils se sont dépréciés. Les gisements importants non prouvés font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base des plans de développement futurs de la compagnie, de la probabilité économique de succès estimée et de la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les gisements. Les biens individuellement moins importants sont regroupés et amortis en fonction des risques liés à la mise en valeur et de la période de détention moyenne.

Les actifs à long terme retenus pour leur vente sont évalués pour déterminer leur dépréciation éventuelle en comparant leur valeur comptable à leur juste valeur, moins le coût de vente. Si la valeur comptable nette est supérieure à la juste valeur moins le coût de vente, l'actif est considéré déprécié et la valeur la plus basse lui est attribuée. Il faut faire preuve de jugement lorsque l'on détermine si un actif est retenu pour la vente et que l'on calcule la juste valeur moins le coût de vente.

Les investissements à la valeur de consolidation font l'objet de tests de dépréciation lorsque des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un investissement risque d'être perdue. Parmi les indicateurs clés, on notera des antécédents de pertes d'exploitation, un bénéfice négatif ou des perspectives de flux de trésorerie négatives, d'importantes révisions à la baisse des réserves de pétrole et de gaz ainsi que la situation financière et les perspectives du segment commercial ou de la région géographique de l'entité détenue. Si la baisse de la valeur de l'investissement n'est pas que temporaire, la valeur comptable de ce dernier est dépréciée à la juste valeur. En l'absence de prix du marché pour l'investissement, les flux de trésorerie actualisés sont utilisés pour évaluer la juste valeur, une opération qui exige beaucoup de jugement.

Dépréciations récentes

En 2025, la compagnie a signé un accord pour la vente du campus de L'Impériale à Calgary, ce qui a entraîné une charge de dépréciation hors trésorerie de 306 millions de dollars après impôts dans le secteur « Comptes non sectoriels et autres ».

Parmi les facteurs pouvant exposer ultérieurement d'autres actifs à une dépréciation, on notera les réductions des perspectives de prix ou de marge de la compagnie, les variations dans l'allocation des capitaux ou les plans de mise en valeur, une baisse de la demande à long terme pour les produits de la compagnie ainsi qu'un rythme d'augmentation des coûts d'exploitation supérieur à celui des gains d'efficacité ou à celui des augmentations des prix ou des marges du pétrole et du gaz naturel. Cependant, comme les prix ou les marges des matières premières, ainsi que la relation entre les prix et les coûts dans le secteur pétrolier, sont intrinsèquement difficiles à prévoir, il n'est pas possible d'évaluer raisonnablement la possibilité ou la fourchette de futures pertes de valeur comptabilisées liées aux actifs à long terme de la compagnie.

Des informations complémentaires sur les résultats d'exploitation des activités pétrolières et gazières, sur les coûts capitalisés et sur les réserves sont disponibles dans les notes aux états financiers consolidés.

Prestations de retraite

Le régime de retraite de la compagnie est géré conformément aux exigences des autorités gouvernementales et satisfait au niveau de capitalisation fixé par des actuaires indépendants. La comptabilité des régimes de retraite exige qu'on formule des hypothèses explicites concernant notamment le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations constituées, le taux de rendement de l'actif du régime et le taux à long terme des augmentations salariales futures. Les hypothèses concernant les régimes de retraite sont revues annuellement par la haute direction. Ces hypothèses sont rajustées uniquement s'il faut refléter des changements à long terme des taux du marché et des perspectives. En 2025, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 4,4 %, comparativement à des rendements réels de 4,5 % et de 5,6 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans, respectivement, terminées le 31 décembre 2025. Si des hypothèses différentes étaient employées, l'obligation et la charge pourraient augmenter ou diminuer. Comme

indication de l'exposition potentielle de la compagnie à des changements dans les hypothèses critiques, comme le taux de rendement prévu pour les actifs du régime, une réduction de 1 % du taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime augmenterait l'obligation des prestations du régime d'environ 85 millions de dollars avant impôt. À la compagnie, les écarts entre le rendement réel des actifs du régime et le rendement prévu à long terme ne sont pas constatés dans l'exercice au cours duquel ils se produisent. Ces écarts sont plutôt amortis dans la charge de retraite avec les autres gains ou pertes actuariels sur la durée moyenne du reste de la carrière active des salariés. En 2025, les charges de retraite ont représenté environ 1 % des charges totales.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La compagnie a des obligations liées à la mise hors service de certaines immobilisations. La juste valeur de ces obligations est enregistrée comme passif sur une base actualisée, habituellement lorsque les actifs en question sont installés. Dans l'estimation de la juste valeur, la compagnie formule des hypothèses et porte des jugements concernant certains facteurs tels que l'existence d'obligations juridiques liées à la mise hors service d'immobilisations, les évaluations techniques des actifs, les montants et les délais estimés des règlements, les taux d'actualisation ainsi que les taux d'inflation. La note 5 aux états financiers consolidés contient un tableau de continuité sur trois ans décrivant en détail l'évolution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Provisions fiscales

Les activités de la compagnie sont complexes et les interprétations fiscales, les règlements et les lois qui les visent sont en évolution constante.

Les économies des positions fiscales incertaines que la compagnie a prises et compte prendre dans ses déclarations fiscales ne peuvent être prises en compte dans les états financiers que si la direction estime plus probable qu'improbable que cette position sera maintenue par les autorités fiscales. Dans le cas d'une position qui sera probablement maintenue, l'avantage constaté dans les états financiers correspondra à l'avantage fiscal le plus élevé à l'égard duquel la probabilité que cet avantage soit réalisé lors du règlement final conclu avec les autorités fiscales est supérieure à 50 %. La direction doit faire preuve d'un grand jugement dans la comptabilisation des provisions concernant les impôts sur les bénéfices et les litiges fiscaux parce que leur issue est souvent difficile à prédire. Les avantages fiscaux non constatés de la compagnie et la description des exercices visés sont résumés dans la note 3 aux états financiers consolidés.

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction, y compris le chef de la direction et l'agent comptable principal et agent financier principal de la compagnie, est responsable de la mise en place et du maintien de contrôles internes appropriés concernant l'information financière de la compagnie. La direction a procédé à une évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée était efficace au 31 décembre 2025.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeur inscrit et indépendant, a effectué l'audit du contrôle interne de la compagnie à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

/s/ John R. Whelan

John R. Whelan

Président du conseil d'administration, président et président-directeur général
(Chef de la direction)

/s/ Daniel E. Lyons

Daniel E. Lyons

Vice-président principal, finances et administration, et contrôleur de gestion
(Agent comptable principal et agent financier principal)

18 février 2026

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Au conseil d'administration et aux actionnaires de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

Opinions sur les états financiers et le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit du bilan consolidé ci-joint de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et de ses filiales (la « compagnie ») aux 31 décembre 2025 et 2024, et de l'état consolidé des résultats, de l'état consolidé du résultat étendu, de l'état consolidé des capitaux propres et de l'état consolidé des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la compagnie au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »).

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la compagnie aux 31 décembre 2025 et 2024, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. De plus, à notre avis, la compagnie maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Fondement des opinions

La direction de la compagnie est responsable des présents états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés de la compagnie et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la compagnie sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (des États-Unis) (le « PCAOB ») et sommes tenus d'être indépendants de la compagnie conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et qu'un contrôle interne à l'égard de l'information financière efficace a été maintenu dans tous ses aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures ont compris le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des informations fournies dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables retenus et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a compris l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, ainsi que des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque. Nos audits ont également compris la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image précise et fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la compagnie; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la compagnie ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la compagnie qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Questions critiques de l'audit

La question critique de l'audit communiquée ci-après est une question soulevée au cours de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui a été ou qui doit être communiquée au comité d'audit et qui i) est liée à des comptes ou des informations fournies qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés et ii) pour laquelle nous avons dû porter des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en communiquant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinions distinctes sur celle-ci ni sur les comptes ou informations connexes.

Incidence des volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel sur le montant net des immobilisations corporelles du secteur Amont

Tel qu'il est présenté aux notes 1 et 2 des états financiers consolidés, le solde net des immobilisations corporelles consolidées du secteur Amont de la compagnie s'établit à 26 037 M\$ au 31 décembre 2025, et la dotation à l'amortissement et à l'épuisement correspondante, pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, s'élève à 1 906 M\$. La direction suit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour comptabiliser ses activités d'exploration et de production. Les coûts à engager pour acheter, louer ou acquérir de quelque façon un gisement (non prouvé ou prouvé) sont capitalisés au moment où ils sont engagés. Comme la direction en a fait mention, les volumes des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel sont utilisés comme base pour calculer les taux d'amortissement par unité de production pour la plupart des actifs du secteur Amont. L'estimation des volumes de réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel est un processus continu qui repose sur des évaluations techniques, commerciales et du marché ainsi que sur une analyse détaillée de la performance des puits et des débits, les pressions des gisements ainsi que les coûts de mise en valeur et de production et d'autres facteurs. Comme la direction en a fait également mention, les changements apportés aux réserves se font suivant un processus rigoureux bien établi, dirigé par des géoscientifiques et des ingénieurs compétents, secondés par le groupe de gestion des réserves (collectivement, les « spécialistes de la direction »).

Les faits suivants ont permis de déterminer que la mise en œuvre des procédures à l'égard de l'incidence des volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel sur le montant net des immobilisations corporelles du secteur Amont constituait une question critique de l'audit en raison du fait que : i) la direction a exercé un jugement important et a eu recours aux spécialistes de la direction pour établir les estimations des réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel et ii) l'auditeur a exercé un degré élevé de jugement, de subjectivité et d'effort dans l'exécution des procédures et dans l'évaluation des éléments probants obtenus relativement aux données, méthodes et hypothèses utilisées par la direction et les spécialistes de la direction dans l'établissement des estimations des volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel.

Le traitement de cette question a consisté à mettre en œuvre des procédures et à évaluer les éléments probants nécessaires à la formulation d'une opinion globale sur les états financiers consolidés. Dans le cadre de ces procédures, l'efficacité des contrôles liés aux estimations de la direction quant aux volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel a été testée. Le travail des spécialistes de la direction a été utilisé dans la mise en œuvre des procédures d'évaluation du caractère raisonnable des volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel. Préalablement à l'utilisation de ce travail, les compétences des spécialistes de la direction ont été évaluées de même que les relations entre la compagnie et ces derniers. Les procédures mises en œuvre ont aussi compris i) l'évaluation des méthodes et des hypothèses utilisées par les spécialistes de la direction; ii) la vérification de l'exhaustivité et de l'exactitude des données utilisées par ces derniers relativement aux volumes de production historiques; et iii) l'évaluation de leurs conclusions relativement aux volumes de production futurs en comparant les volumes de production futurs aux informations pertinentes historiques et aux volumes de production de la période à l'étude, selon le cas.

/s/PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada
Le 18 février 2026

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la compagnie depuis 1934.

État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre

	2025	2024	2023
Produits et autres revenus			
Produits (a)	46 918	51 359	50 702
Revenus de placement et d'autres sources (note 8)	160	173	267
Total des produits et des autres revenus	47 078	51 532	50 969
Dépenses			
Exploration (note 15)	7	3	5
Achats de pétrole brut et de produits (b)	29 807	33 184	32 399
Production et fabrication (c)	7 269	6 599	6 879
Frais de vente et frais généraux (c) (note 11)	1 386	945	857
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	1 715	2 535	2 402
Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) (note 11)	2 579	1 983	1 907
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	41	3	82
Financement (d) (note 12)	12	41	69
Total des dépenses	42 816	45 293	44 600
Bénéfice (perte) avant impôts	4 262	6 239	6 369
Impôts sur le bénéfice (note 3)	994	1 449	1 480
Bénéfice (perte) net	3 268	4 790	4 889
Informations par action (en dollars canadiens)			
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base (note 10)	6,50	9,05	8,51
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (note 10)	6,48	9,03	8,49
(a) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits (note 16).	13 534	14 654	16 166
(b) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits (note 16).	5 369	6 651	6 747
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication et les frais de vente et frais généraux (note 16).	568	541	473
(d) Sommes remboursables aux apparentés comprises dans le financement (note 16).	97	161	169

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre

	2025	2024	2023
Bénéfice (perte) net	3 268	4 790	4 889
Autres éléments du résultat étendu (perte), après impôts sur les bénéfices			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	181	412	(206)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées	19	51	41
Total des autres éléments du résultat étendu (perte)	200	463	(165)
Résultat étendu (perte)	3 468	5 253	4 724

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Au 31 décembre

2025

2024

Actifs

Actifs à court terme

Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 142	979
Comptes débiteurs – montant net (a)	4 371	5 758
Stocks de pétrole brut et de produits (note 11)	2 211	1 642
Matières, fournitures et charges payées d'avance	693	975
Total de l'actif à court terme	8 417	9 354
Investissements et créances à long terme (b)	1 103	1 084
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement (note 11)	30 863	30 807
Écart d'acquisition	166	166
Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net	1 760	1 527
Total de l'actif	42 309	42 938

Passif

Passifs à court terme

Billets et emprunts (note 12)	19	19
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 5, 11)	6 595	6 907
Impôts sur le bénéfice à payer	2	81
Total des passifs à court terme	6 616	7 007
Dette à long terme (c) (note 14)	3 978	3 992
Autres obligations à long terme (note 5, 11)	4 959	3 870
Passifs d'impôts futurs (note 3)	4 502	4 596
Total du passif	20 055	19 465

Engagements et passif éventuel (note 9)

Capitaux propres

Actions ordinaires à la valeur attribuée (d) (note 10)	895	942
Bénéfices réinvestis	21 373	22 745
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17)	(14)	(214)
Total des capitaux propres	22 254	23 473

Total du passif et des capitaux propres **42 309** **42 938**

(a) Les comptes débiteurs – montant net comprenaient des sommes remboursables nettes par des apparentés (note 16).	399	756
(b) Les investissements et créances à long terme comprenaient des sommes remboursables par des apparentés (note 16).	251	266
(c) Les dettes à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés (note 16).	3 447	3 447
(d) Nombre d'actions ordinaires autorisées (en millions) (note 10).	1 100	1 100
Nombre d'actions ordinaires en circulation (millions) (note 10).	484	509

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Approuvé par le conseil.

/s/ John R. Whelan

John R. Whelan
Président du conseil d'administration,
président et président-directeur général

/s/ Daniel E. Lyons

Daniel E. Lyons
Vice-président principal,
finances et administration, et contrôleur de gestion

État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Au 31 décembre	2025	2024	2023
Actions ordinaires à la valeur attribuée (note 10)			
Au début de l'exercice	942	992	1 079
Achats d'actions à la valeur attribuée	(47)	(50)	(87)
À la fin de l'exercice	895	942	992
Bénéfices réinvestis			
Au début de l'exercice	22 745	21 907	21 846
Bénéfice (perte) net de l'exercice	3 268	4 790	4 889
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(3 196)	(2 685)	(3 713)
Dividendes déclarés	(1 444)	(1 267)	(1 115)
À la fin de l'exercice	21 373	22 745	21 907
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17)			
Au début de l'exercice	(214)	(677)	(512)
Autres éléments du résultat étendu (perte)	200	463	(165)
À la fin de l'exercice	(14)	(214)	(677)
Capitaux propres en fin d'exercice	22 254	23 473	22 222

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre

	2025	2024	2023
Activités d'exploitation			
Bénéfice (perte) net	3 268	4 790	4 889
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :			
Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) (note 11)	2 579	1 983	1 907
(Gain) perte à la vente d'actifs (note 8)	5	(18)	(73)
Charges d'impôts futurs et autres	(156)	(142)	(85)
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	1 387	(1 276)	237
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	(287)	335	(688)
Impôts sur le bénéfice à payer	(79)	(170)	(2 331)
Comptes créditeurs et charges à payer	(346)	616	81
Autres postes – montant net (c)	337	(137)	(203)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	6 708	5 981	3 734
Activités d'investissement			
Ajouts aux immobilisations corporelles	(2 005)	(1 867)	(1 785)
Produits des ventes d'actifs (note 8)	101	25	86
Investissements supplémentaires	(4)	—	—
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	16	17	5
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 892)	(1 825)	(1 694)
Activités de financement			
Dette à court terme – montant net (note 12)	—	(100)	—
Obligations de location-financement – réduction (note 14)	(18)	(22)	(22)
Dividendes versés	(1 401)	(1 238)	(1 103)
Actions ordinaires achetées (b) (note 10)	(3 234)	(2 681)	(3 800)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(4 653)	(4 041)	(4 925)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	163	115	(2 885)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	979	864	3 749
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice (a)	1 142	979	864
(a) La trésorerie comprend les fonds en banque et les équivalents de trésorerie au coût. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides arrivant à échéance au plus trois mois après la date de leur achat.			
(b) Comprend l'impôt de 2 pour cent payé sur les rachats d'actions.			
(c) Comprendait des cotisations aux régimes enregistrés de retraite.	(148)	(150)	(148)
Intérêts (payés), après capitalisation	(28)	(42)	(69)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes aux états financiers consolidés

Les états financiers consolidés ci-joints et la documentation complémentaire sont la responsabilité de la direction de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.

L'activité principale de la compagnie repose sur l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel, sur la fabrication, le commerce, le transport et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits pétrochimiques et de divers produits spécialisés ainsi que sur la poursuite d'occasions commerciales à faibles émissions comme le captage et le stockage de carbone, l'hydrogène, les carburants à faibles émissions et le lithium.

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis, qui obligent la direction à faire des estimations et à porter des jugements qui ont une incidence sur les montants déclarés d'actifs, de passifs, de produits et de charges ainsi que sur la déclaration des actifs et passifs éventuels. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations. Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Note 1. Résumé des principales politiques comptables

Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes des filiales dont la compagnie a le contrôle. Les comptes et opérations intersociétés ont été éliminés. Les filiales comprennent les entreprises dans lesquelles L'Impériale détient à la fois une participation et la capacité continue de déterminer unilatéralement les politiques stratégiques, d'exploitation, d'investissement et de financement. Pétrolière Impériale Ressources Ltée et Pétrolière Impériale Canada Ltée sont des filiales importantes incluses dans les états financiers consolidés qui sont entièrement détenues par Compagnie Pétrolière Impériale Limitée. Les états financiers consolidés reflètent également la quote-part de la participation indivise de la compagnie dans certains éléments d'actif et de passif, produits et charges du secteur Amont, dont sa participation de 70,96 % dans la coentreprise Kearn et de 25 % dans la coentreprise Syncrude.

Produits

La compagnie vend généralement du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers et des produits chimiques en vertu d'ententes à court terme aux prix courants du marché. Dans certains cas, les produits peuvent être vendus en vertu d'ententes à long terme, comprenant des ajustements périodiques des prix pour tenir compte des conditions du marché.

Les revenus sont comptabilisés au montant que la compagnie s'attend à recevoir lorsque le client a pris le contrôle, en général lorsque le titre de propriété est transféré et que le client en assume les risques et les avantages. Les prix de certaines ventes sont fondés sur des indices de prix qui ne sont parfois pas disponibles avant la période suivante. Dans de tels cas, les prix estimés sont enregistrés lorsque la vente est comptabilisée et sont finalisés lorsque l'information définitive est disponible. Ces ajustements des revenus provenant des obligations de rendement satisfaites au cours des périodes précédentes ne sont pas importants. Le paiement des transactions de produits est habituellement dû dans les 30 jours.

Les revenus comprennent les sommes facturées aux clients pour l'expédition et la manutention. Les frais d'expédition et de manutention engagés jusqu'au point d'entrepôt final avant la livraison au client sont portés au poste « Achats de pétrole brut et de produits », dans l'état consolidé des résultats. Les frais de livraison du point d'entrepôt final au client sont comptabilisés à titre de charge de commercialisation au poste « Frais de vente et frais généraux ». La compagnie ne conclut pas d'ententes qui l'obligent à racheter ses produits, pas plus qu'elle n'accorde au client un droit de retour.

Les obligations futures de livraison de volumes qui ne sont pas satisfaites à la fin de la période doivent être remplies par la production ou les achats courants. Ces obligations de rendement sont fondées sur les prix courants au moment de la transaction et sont entièrement limitées en raison de la volatilité des prix courants.

Les opérations d'achat et de vente de marchandises auprès de la même contrepartie conclues en regard l'une de l'autre sont combinées et comptabilisées comme des échanges mesurés à la valeur comptable de l'élément vendu.

« Revenus » et « Comptes débiteurs » : la valeur « nette » comprend les revenus et les comptes débiteurs qui entrent dans le champ d'application de la norme ASC 606 « *Revenue from Contracts with Customers* »

(Produits provenant de contrats avec des clients) et ceux qui en sont exclus. Les créances à long terme proviennent principalement des créances en dehors du champ d'application de la norme ASC 606. Les actifs sur contrats proviennent principalement des programmes d'aide à la commercialisation et ne sont pas importants. Les passifs au titre de contrats constituent principalement les paiements anticipés des clients et les régularisations des escomptes de volume attendus, et ne sont pas importants.

Taxes à la consommation et diverses

Les taxes à la consommation perçues par la compagnie sont exclues de l'état consolidé des résultats. Il s'agit principalement des taxes provinciales sur les carburants automobiles, de la taxe fédérale sur les produits et services et de la taxe de vente harmonisée fédérale-provinciale. Les taxes similaires, pour lesquelles la compagnie n'est pas considérée comme agent financier du gouvernement, sont déclarées sur une base brute (incluses à la fois dans les « Produits » et dans la « Taxe d'accise fédérale et frais de carburant »).

Produits dérivés

La compagnie peut avoir recours à des produits dérivés pour compenser le risque lié aux cours des marchandises, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs, des engagements fermes, et des transactions prévues existants. Tous les produits dérivés, à l'exception de ceux désignés comme étant des achats et des ventes normaux, sont comptabilisés à leur juste valeur. Les actifs et passifs dérivés avec la même contrepartie sont compensés si le droit de compensation existe et si certains autres critères sont réunis. Les garanties à payer ou à recevoir sont compensées avec les actifs dérivés et les passifs dérivés, respectivement.

La comptabilisation et le classement du gain ou de la perte qui résulte de l'ajustement d'un dérivé à sa juste valeur dépendent de l'objet du dérivé. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des produits dérivés sont comptabilisés à la rubrique « Revenus » à l'état consolidé des résultats.

Juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait obtenu à la vente d'un actif ou déboursé pour transférer un passif lors d'une transaction ordonnée entre intervenants du marché. Les niveaux de hiérarchie 1, 2 et 3 sont des termes pour désigner la priorité des données dans les techniques d'évaluation servant à mesurer la juste valeur. Les données de niveau 1 sont les prix cotés sur les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques. Les données de niveau 2 sont des données sur les actifs ou passifs autres que les prix cotés de niveau 1, mais qui sont observables directement ou indirectement. Les données de niveau 3 sont des données qui ne sont pas observables sur le marché.

Stocks

Les stocks sont comptabilisés au coût ou à la valeur marchande courante, si celle-ci est inférieure. Le coût du pétrole brut et des produits est déterminé principalement selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). La méthode DEPS a été préférée à la méthode du premier entré, premier sorti et à celle du coût moyen parce qu'elle permet de mieux rapprocher les coûts courants et les produits d'exploitation dégagés pour la période.

Le coût des stocks comprend les dépenses et autres charges, y compris l'amortissement, engagées directement et indirectement pour assurer leur conditionnement actuel et le lieu. Les frais de vente et les frais généraux sont inscrits à titre de frais imputables à la période en cours et exclus du coût des stocks. Les stocks de matériaux et de fournitures sont évalués à leur coût ou moins.

Investissements

La participation dans les actifs nets sous-jacents des filiales dont la compagnie n'a pas le contrôle, mais sur lesquelles elle exerce une influence importante, est comptabilisée à la valeur de consolidation. Cette participation est comptabilisée au coût d'origine majoré de la quote-part de la compagnie dans le bénéfice depuis l'acquisition de la participation, déduction faite des dividendes touchés. La quote-part de la compagnie dans le bénéfice après impôts de ces placements est portée au poste « Revenus de placement et d'autres sources », dans l'état consolidé des résultats. Les placements en actions de sociétés autres que les filiales consolidées et les placements mises en équivalence sont mesurés à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans le bénéfice net. La compagnie suit une approche modifiée pour les actions de sociétés dont la juste valeur ne peut être facilement déterminée. Cette approche modifiée mesure les placements au coût moins la perte de valeur, s'il y a lieu, corrigés des changements découlant des variations de prix observables lors des transactions ordonnées pour des placements similaires du même émetteur. Les dividendes sont inclus dans « Revenus de placement et d'autres sources ».

Ces investissements représentent les participations dans des sociétés fermées de transport par pipeline qui facilitent l'achat et la vente de liquides dans la conduite des activités de la compagnie. Les autres parties détenant une participation dans ces investissements partagent les risques et les avantages en proportion du pourcentage de leur participation. La compagnie n'investit pas dans ces placements dans le but de soustraire des passifs de son bilan.

Immobilisations corporelles

Base des coûts

Pour ses activités d'exploration et de production, la compagnie suit la méthode de la capitalisation du coût de la « recherche fructueuse ». Selon cette méthode, les coûts sont cumulés gisement par gisement. Les coûts à engager pour acheter, louer ou acquérir de quelque façon un gisement (non prouvé ou prouvé) sont capitalisés au moment où ils sont engagés. Le coût d'un forage d'exploration est comptabilisé comme un actif lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production et que la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Les coûts des puits d'exploration ne répondant pas à ces critères sont passés en charges. Les autres dépenses d'exploration, y compris les coûts géophysiques et les loyers annuels des concessions, sont passées en charges à mesure qu'elles sont engagées. Les coûts de mise en valeur, y compris les coûts des puits producteurs et des puits secs mis en valeur, sont capitalisés.

Les intérêts débiteurs engagés pour financer les dépenses au cours de la phase de construction de projets sont capitalisés dans le coût historique de l'acquisition des immobilisations construites. La phase de construction du projet commence par la conception technique détaillée et s'achève quand l'immobilisation corporelle en question est prête à remplir sa vocation. Les intérêts débiteurs capitalisés sont inclus dans les immobilisations corporelles et sont amortis au cours de la durée de vie des éléments d'actif connexes.

Les frais d'entretien et de réparation, y compris les frais relatifs aux travaux de gros entretien planifié, sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les améliorations qui prolongent la durée de vie utile d'un bien ou en accroissent le rendement sont capitalisées.

Dépréciation, épuisement et amortissement

La dépréciation, l'épuisement et l'amortissement sont principalement déterminés via la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production ou la méthode de l'amortissement linéaire, qui repose sur la durée de vie utile estimée de l'actif en tenant compte de l'obsolescence. L'amortissement et l'épuisement des actifs liés aux biens producteurs commencent au moment où la production devient régulière. L'amortissement des autres actifs commence au moment où l'actif est installé et prêt à servir. Les actifs en cours de construction ne sont ni amortis ni épuisables.

Les coûts d'acquisition des gisements prouvés sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement calculée à partir du total des volumes de réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel. Les coûts capitalisés de forage d'exploration et de mise en valeur associés à des biens d'extraction épuisables et productifs sont amortis en utilisant les taux d'amortissement proportionnel au rendement, qui sont basés sur la quantité de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz qu'on estime pouvoir récupérer des installations existantes à l'aide des méthodes d'exploitation actuelles. Selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement de chaque gisement, les volumes de pétrole et de gaz naturel sont considérés comme étant produits lorsqu'ils ont été mesurés via des compteurs au point de transfert d'allocation ou au point de transaction au niveau de la sortie du réservoir de stockage de la concession ou du gisement. Si la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie utile d'un actif du secteur Amont, une autre méthode est utilisée. La méthode de l'amortissement linéaire est utilisée dans des situations bien précises, lorsque la durée de vie estimée de l'actif ne correspond raisonnablement pas aux réserves sous-jacentes. À titre d'exemple, certains actifs utilisés dans la production de pétrole et de gaz naturel disposent d'une durée de vie plus courte que les réserves, et à ce titre, la compagnie a recours à l'amortissement linéaire pour veiller à ce que l'actif soit totalement amorti à la fin de sa durée de vie utile. Les investissements dans des équipements lourds pour réseaux miniers et certaines unités de traitement des minerais pour les gisements de sables pétrolifères sont amortis selon la méthode linéaire sur une durée maximale de 15 ans et 50 ans, respectivement. Pour les autres immobilisations corporelles, l'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, sur leur durée de vie utile estimée.

Dans la mesure où les réserves prouvées pour un gisement sont substantiellement désinscrites et que ce gisement continue à produire de sorte que la charge d'amortissement qui en découle ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie prévue, les actifs seront amortis à l'aide de la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production sur la base des réserves déterminées au prix le

plus récent de la SEC, ce qui permet d'obtenir une quantité plus importante de réserves prouvées, convenablement ajustée pour les variations de production et techniques.

Les investissements dans le matériel de raffinage et de traitement chimique sont généralement amortis selon la méthode linéaire sur 25 ans. Les frais d'entretien et de réparation, y compris les frais relatifs aux travaux de gros entretien planifié, sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les rénovations et les aménagements majeurs sont capitalisés et les éléments d'actif remplacés sont mis hors service.

Évaluation de la dépréciation

La compagnie teste régulièrement la probabilité de récupération des actifs ou des groupes d'actifs dès lors que des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable risque d'être perdue.

Parmi les événements ou changements de situation qui pourraient indiquer que la valeur comptable d'un actif ou d'un groupe d'actifs risque d'être perdue figurent :

- Diminution significative de la valeur marchande d'un actif à long terme
- Changement défavorable significatif de la façon dont un actif est utilisé ou de son état physique, incluant une diminution significative du volume actuel/prévu d'une réserve de la compagnie
- Changement défavorable significatif de facteurs d'ordre juridique ou du contexte commercial pouvant affecter la valeur d'un actif, incluant une évaluation ou une action négative importante d'une autorité de réglementation
- Une accumulation de coûts d'un projet dépassant significativement le budget prévu
- Une perte d'exploitation pour une période en cours, combinée avec une série de pertes d'exploitation ou de flux de trésorerie négatifs pendant les dernières périodes et des prévisions négatives pour les prochaines périodes
- Une probabilité supérieure à 50 % qu'un actif à long terme sera vendu ou cédé autrement avant la fin de sa durée de vie utile précédemment estimée, avec une perte significative

La compagnie dispose d'un processus solide pour surveiller les indicateurs de dépréciation potentielle dans ses groupes d'actifs tout au long de l'année. Ce processus est conforme aux exigences des normes ASC 360 et ASC 932 et s'appuie en partie sur le cycle de planification et de budgétisation de la compagnie. L'analyse d'évaluation des actifs, les examens de la rentabilité et d'autres processus de contrôle périodique aident la compagnie à déterminer si des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un de ses actifs risque d'être perdue.

Dans la mesure où la durée de vie de la grande majorité des principaux actifs de la compagnie est calculée en décennies, les flux de trésorerie futurs de ces actifs sont principalement basés sur les prix et les marges sectorielles du pétrole et du gaz naturel, et les coûts de développement et de production sur le long terme. D'importantes réductions dans les perspectives de la compagnie au sujet des prix ou des marges pour le pétrole ou le gaz naturel, en particulier sur le long terme, ainsi que l'évolution des plans de mise en valeur, y compris les décisions de reporter, de réduire ou d'éliminer des dépenses en immobilisations prévues, peuvent être autant d'indicateurs d'une dépréciation potentielle. D'autres événements ou changements aux circonstances, y compris les indicateurs de la norme ASC 360, peuvent également augurer une possible dépréciation.

De manière générale, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un signe de dépréciation. La direction est d'avis que les prix à long terme doivent suffire à produire des investissements dans l'approvisionnement énergétique pour répondre à la demande mondiale. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt les grands paramètres de l'augmentation ou de la diminution de l'offre par rapport à la demande qui déterminent les prix à long terme dans le secteur. Sur le plan de l'offre, la production industrielle des gisements matures est en déclin. Ce déclin est compensé par des investissements visant la production dans de nouvelles découvertes, le développement de gisements connus, les avancées techniques et l'amélioration de l'efficacité. Les activités d'investissement et les politiques de production de l'OPEP+ ont aussi des effets sur l'offre mondiale de pétrole. L'évolution de la demande est largement dépendante de la croissance de l'activité économique générale, des sources d'énergie de rechange et des niveaux de prospérité. Tout au long de la durée de vie de ses actifs majeurs, la compagnie s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz ainsi que les marges sectorielles affichent une importante volatilité. Par conséquent, ces actifs connaissent des périodes de bénéfice supérieur et de bénéfice inférieur, voire des pertes. Dans le cadre de l'évaluation visant à déterminer si les événements ou changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie tient compte des récentes périodes de pertes d'exploitation dans le cadre de ses perspectives à plus long terme sur les prix et les marges.

Dans le secteur Amont, la mesure normalisée des flux de trésorerie nets actualisés incluse dans les « Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz » doit utiliser les prix basés sur la moyenne annuelle des prix au premier jour du mois de l'exercice. Ces prix, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, peuvent être supérieurs ou inférieurs aux hypothèses de prix de la compagnie utilisées pour les tests de dépréciation. La compagnie estime que la mesure normalisée ne fournit pas d'estimation fiable des futurs flux de trésorerie attendus qui découleront de la mise en valeur et de la production de ses gisements pétroliers et gaziers ou de la valeur de ses réserves de pétrole et de gaz. Par conséquent, elle estime que cette mesure n'est pas pertinente pour déterminer si des événements ou des changements de circonstances préconisent un test de dépréciation.

Perspectives mondiales et évaluation des flux de trésorerie

Le processus de planification et de budgétisation annuelles – le plan de la compagnie – est le mécanisme utilisé pour répartir les ressources (capital, dépenses en immobilisations et ressources humaines) à travers la compagnie. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande énergétiques à la base du plan de la compagnie sont d'abord fondées sur les *Perspectives mondiales* d'Exxon Mobil Corporation (les Perspectives), qui contiennent des prévisions de la demande et de l'offre basées sur une évaluation des tendances actuelles en matière de technologies, de politiques gouvernementales, de préférences des consommateurs, de géopolitique, de développement économique et d'autres facteurs.

Les Perspectives, qui tiennent compte de l'environnement politique mondial actuel, ne tentent pas de présenter des projections quant à l'ampleur de l'avancement et du déploiement futurs de politiques et de technologies nécessaires pour que le monde atteigne la carboneutralité d'ici 2050. Au fil de leur apparition, les avancées politiques et technologiques seront intégrées aux Perspectives et les plans d'entreprise de la compagnie seront mis à jour en conséquence.

Si les événements ou les changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Pour effectuer cette évaluation, les actifs sont regroupés au niveau le plus bas pour lequel il existe des flux de trésorerie identifiables et largement indépendants des flux de trésorerie des autres groupes d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses établies dans le plan de la compagnie, lequel est examiné et approuvé par le conseil d'administration, et sont conformes aux critères de gestion utilisés pour évaluer les possibilités d'investissement. Ces évaluations se fondent sur les hypothèses émises par la compagnie concernant l'allocation de capitaux futurs, les prix du pétrole et du gaz naturel, y compris les écarts de prix, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts de développement et de production, y compris les prix des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les taux de change des devises. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements (débit ou ventes). L'estimation par la direction des volumes de production en amont utilisés pour les flux de trésorerie projetés fait appel à des quantités de réserves prouvées et peut inclure des quantités de réserves non prouvées ajustées en fonction du risque. Les prix des émissions de gaz à effet de serre reflètent les actions politiques actuelles ou prévues des gouvernements fédéral et provinciaux compétents.

Juste valeur des actifs dépréciés

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie futurs estimés non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable du groupe. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur. L'évaluation de la juste valeur est basée sur les opinions d'un intervenant du marché probable. Les principaux paramètres utilisés pour établir la juste valeur comprennent des estimations des valeurs de superficie et des mesures de la production des puits de production tirées de transactions comparables du marché, des estimations fondées sur le marché des ratios cours-flux de trésorerie dans le temps ainsi que des flux de trésorerie actualisés. Les données et les hypothèses utilisées dans les modèles de flux de trésorerie actualisés comprennent des estimations des volumes de production futurs, la production et les volumes de ventes de produits, les prix des produits de base (comparables avec la moyenne établie par les experts industriels tiers et les agences gouvernementales), les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les coûts de forage et de mise en valeur, les coûts d'exploitation et les taux d'actualisation, qui reflètent les caractéristiques du groupe d'actifs.

Autres estimations de dépréciation

Les gisements non prouvés sont évalués périodiquement pour déterminer s'ils se sont dépréciés. Les gisements importants non prouvés font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base des plans de développement futurs de la compagnie, de la probabilité économique de succès estimée et de la durée pour laquelle la compagnie compte

conserver les gisements. Les biens individuellement moins importants sont regroupés et amortis en fonction des risques liés à la mise en valeur et de la période de détention moyenne.

Les actifs à long terme retenus pour leur vente sont évalués pour déterminer leur dépréciation éventuelle en comparant leur valeur comptable à leur juste valeur, moins le coût de vente. Si la valeur comptable nette est supérieure à la juste valeur moins le coût de vente, l'actif est considéré déprécié et la valeur la plus basse lui est attribuée. Les gains sur la vente de gisements prouvés et non prouvés sont comptabilisés uniquement lorsqu'il n'existe pas d'incertitude sur la récupération des coûts applicables relativement aux intérêts retenus ni d'obligation substantielle de rendement futur de la part de la compagnie.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux

La compagnie a des obligations liées à la mise hors service de certaines immobilisations. La juste valeur de ces obligations est enregistrée comme passif sur une base actualisée, habituellement lorsque les actifs en question sont installés. Dans l'estimation de la juste valeur, la compagnie formule des hypothèses et porte des jugements concernant certains facteurs tels que l'existence d'obligations juridiques liées à la mise hors service d'immobilisations, les évaluations techniques des actifs, les montants et les délais estimés des règlements, les taux d'actualisation ainsi que les taux d'inflation. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations imputées pour l'exercice étaient des évaluations de la juste valeur de Niveau 3. Les coûts associés à ces passifs sont capitalisés dans les immobilisations en question et amortis au fur et à mesure que les réserves sont exploitées. Avec le temps, les passifs sont ajustés de manière à rendre compte de la variation de leur valeur actualisée.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les secteurs Aval et Produits chimiques deviennent généralement fermes quand les installations sont fermées définitivement et démontées. Ces obligations peuvent comprendre les frais de sortie d'actifs et des travaux supplémentaires d'assainissement des sols. Toutefois, ces sites ont généralement une durée de vie indéterminée basée sur les plans de poursuite des activités et, par conséquent, la juste valeur des obligations juridiques conditionnelles ne peut être mesurée, car il est impossible d'en estimer les dates de règlement. La note 5 aux états financiers consolidés contient un tableau de continuité sur trois ans décrivant en détail l'évolution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

La compagnie enregistre des passifs environnementaux lorsqu'il est probable que des obligations ont été contractées et que le montant peut raisonnablement en être estimé. Les provisions pour passifs environnementaux sont établies à partir du coût estimatif des travaux d'ingénierie, compte tenu de la méthode envisagée et de l'ampleur des travaux de restauration prévus, conformément aux exigences réglementaires, de la technologie existante et de la vocation éventuelle des lieux. Ces provisions ne sont pas réduites par de possibles récupérations auprès de tiers et les décaissements prévus ne sont pas actualisés.

Conversions de devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises ont été convertis aux taux de change en vigueur au 31 décembre. Les gains et pertes de change sont constatés dans les résultats.

Note 2. Secteurs d'activités

La compagnie exerce ses activités au Canada et ses trois secteurs faisant l'objet de déclarations séparées sont les fonctions Amont, Aval et Produits chimiques. Les facteurs servant à distinguer les secteurs faisant l'objet de déclarations séparées dépendent de la nature des activités exercées par chaque secteur et de la structure de l'organisation interne de la compagnie, et reflètent la nature des examens internes effectués par le comité de gestion de la compagnie. Le comité de gestion est considéré collectivement, et non à titre individuel, comme le principal responsable de l'exploitation de la compagnie. Il comprend le directeur général, le directeur financier et un vice-président principal chargé de superviser les fonctions Amont, Aval et Produits chimiques. Le secteur Amont est organisé et exploité en vue de la prospection et de la production de pétrole brut et de ses équivalents ainsi que de gaz naturel. Quant au secteur Aval, il est organisé et exploité en vue de la transformation du pétrole brut en produits pétroliers et de la distribution et de la commercialisation de ces produits. Le secteur Produits chimiques est organisé et exploité en vue de la fabrication et de la commercialisation de produits tirés des hydrocarbures et de produits chimiques. Cette sectorisation de l'activité est une pratique de longue date de la compagnie, largement répandue dans les industries pétrolière et pétrochimique.

La catégorie des comptes non sectoriels et autres comprend principalement les actifs et les passifs ne se rapportant pas spécifiquement aux segments commerciaux, tels que l'encaisse, les intérêts débiteurs capitalisés, les emprunts à court terme, la dette et le passif à long terme liés à la rémunération incitative ainsi que le passif au titre de la retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite. Les effets du bénéfice net sous la rubrique Comptes non sectoriels et autres tiennent compte principalement des frais de financement sur la dette, des coûts de gouvernance, des dépenses associées à la retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite, des charges de rémunération incitative à base d'actions et des intérêts créditeurs.

Le principal responsable de l'exploitation alloue généralement ses ressources dans le cadre d'un processus de planification annuel. Il alloue également le capital sur la base de l'économie détaillée du projet et des objectifs stratégiques à long terme dans tous les segments faisant l'objet de la déclaration. Il utilise principalement les évolutions du résultat net pour évaluer le rendement du segment.

Les méthodes comptables s'appliquant aux informations sectorielles sont identiques à celles qui sont décrites dans la note 1 « Résumé des principales politiques comptables ». Les charges d'exploitation liées aux secteurs Amont, Aval et Produits chimiques comprennent des sommes réparties provenant de comptes non sectoriels et autres. La répartition repose sur le prorata des charges d'exploitation. Les cessions d'actifs intersectorielles sont inscrites à la valeur comptable. Les ventes intersectorielles sont conclues pour l'essentiel aux prix courants. Les actifs et les passifs qui ne sont pas associés à un secteur en particulier sont répartis selon leur nature.

	Secteur Amont			Secteur Aval (e)			Produits chimiques (e)		
en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Produits et autres revenus									
Produits (a) (b)	291	121	222	45 638	50 114	49 241	989	1 124	1 239
Ventes intersectorielles	15 645	17 868	16 274	6 371	6 771	6 509	388	323	342
Revenus de placement et d'autres sources (note 8)	14	26	16	81	59	108	—	2	—
Total des produits et des autres revenus	15 950	18 015	16 512	52 090	56 944	55 858	1 377	1 449	1 581
Dépenses									
Exploration (note 15)	7	3	5	—	—	—	—	—	—
Achats de pétrole brut et de produits	6 263	7 367	6 636	45 017	49 856	47 886	923	916	997
Production et fabrication	5 015	4 644	4 917	1 992	1 741	1 702	241	197	260
Frais de vente et frais généraux (note 11)	—	—	—	725	706	693	81	92	89
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	—	—	—	1 710	2 531	2 399	5	4	3
Dépréciation et épuisement (note 11)	1 906	1 747	1 680	203	181	183	16	15	15
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Financement (note 12)	(14)	4	7	—	—	—	—	—	—
Total des dépenses	13 177	13 765	13 245	49 647	55 015	52 863	1 266	1 224	1 364
Bénéfice (perte) avant impôts	2 773	4 250	3 267	2 443	1 929	2 995	111	225	217
Charge (économie) d'impôts (note 3)	652	988	755	574	443	694	29	54	53
Bénéfice (perte) net	2 121	3 262	2 512	1 869	1 486	2 301	82	171	164
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 606	4 664	3 100	3 372	1 049	608	(28)	211	53
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c)	1 480	1 078	1 108	412	572	472	11	30	23
Immobilisations corporelles									
Coût	49 388	47 920	46 776	8 265	7 887	7 368	1 029	1 015	1 018
Amortissement cumulé et épuisement	(23 351)	(21 658)	(19 936)	(4 602)	(4 430)	(4 301)	(758)	(743)	(757)
Immobilisations corporelles, montant net (d) (f) (note 11)	26 037	26 262	26 840	3 663	3 457	3 067	271	272	261
Total de l'actif	29 111	28 042	28 718	11 036	11 624	10 114	540	474	475

en millions de dollars canadiens	Comptes non sectoriels et autres			Éliminations			Chiffres consolidés		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Produits et autres revenus									
Produits (a) (b)	—	—	—	—	—	—	46 918	51 359	50 702
Ventes intersectorielles	—	—	—	(22 404)	(24 962)	(23 125)	—	—	—
Revenus de placement et d'autres sources (note 8)	65	86	143	—	—	—	160	173	267
Total des produits et des autres revenus	65	86	143	(22 404)	(24 962)	(23 125)	47 078	51 532	50 969
Dépenses									
Exploration (note 15)	—	—	—	—	—	—	7	3	5
Achats de pétrole brut et de produits	—	—	—	(22 396)	(24 955)	(23 120)	29 807	33 184	32 399
Production et fabrication	21	17	—	—	—	—	7 269	6 599	6 879
Frais de vente et frais généraux (note 11)	588	154	80	(8)	(7)	(5)	1 386	945	857
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	—	—	—	—	—	—	1 715	2 535	2 402
Dépréciation et épuisement (note 11)	454	40	29	—	—	—	2 579	1 983	1 907
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	41	3	82	—	—	—	41	3	82
Financement (note 12)	26	37	62	—	—	—	12	41	69
Total des dépenses	1 130	251	253	(22 404)	(24 962)	(23 125)	42 816	45 293	44 600
Bénéfice (perte) avant impôts	(1 065)	(165)	(110)	—	—	—	4 262	6 239	6 369
Charge (économie) d'impôts (note 3)	(261)	(36)	(22)	—	—	—	994	1 449	1 480
Bénéfice (perte) net	(804)	(129)	(88)	—	—	—	3 268	4 790	4 889
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(282)	69	(37)	40	(12)	10	6 708	5 981	3 734
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c)	124	187	175	—	—	—	2 027	1 867	1 778
Immobilisations corporelles									
Coût	1 349	1 226	1 038	—	—	—	60 031	58 048	56 200
Amortissement cumulé et épuisement	(457)	(410)	(371)	—	—	—	(29 168)	(27 241)	(25 365)
Immobilisations corporelles, montant net (d) (f) (note 11)	892	816	667	—	—	—	30 863	30 807	30 835
Total de l'actif	3 658	2 962	2 366	(2 036)	(164)	(474)	42 309	42 938	41 199

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 9 223 millions de dollars (10 300 millions de dollars en 2024, 8 982 millions de dollars en 2023).
- (b) Les produits comprennent à la fois les produits qui entrent dans le champ d'application de la norme ASC 606 et ceux qui en sont exclus. Créances clients dans les « Comptes débiteurs – montant net » : la valeur nette déclarée dans le bilan consolidé comprend à la fois les créances qui entrent dans le champ d'application de la norme ASC 606 et celles qui en sont exclues. Les produits et les créances exclus du champ d'application de la norme ASC 606 se rapportent principalement à des contrats de marchandises considérées comme des produits dérivés qui ont été réglés par livraison physique. Les modalités contractuelles, la qualité du crédit et le type de client sont généralement similaires entre les contrats entrant dans le champ d'application de la norme ASC 606 et ceux qui n'en font pas partie.

Produits

en millions de dollars canadiens

	2025	2024	2023
Revenus provenant de contrats avec les clients	38 678	40 901	44 465
Produits exclus du champ d'application de la norme ASC 606	8 240	10 458	6 237
Total	46 918	51 359	50 702

- (c) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles, les ajouts aux contrats de location-financement, les investissements additionnels et les acquisitions ainsi que la part de la compagnie des coûts similaires dans des entreprises dont elle est actionnaire. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone.
- (d) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 3 647 millions de dollars (3 632 millions de dollars en 2024, 3 251 millions de dollars en 2023).
- (e) En 2025 et 2024, les ventes de benzène et de solvants aromatiques sont comptabilisées sous le segment Aval, alors qu'en 2023, elles l'étaient sous le segment Produits chimiques. La compagnie a déterminé que l'incidence de ce changement est négligeable; par conséquent, la période comparative n'a pas été remaniée.
- (f) En 2025, parallèlement à la signature d'un accord par la compagnie pour la vente du campus de L'Impériale à Calgary, le secteur Amont a transféré l'actif au secteur Comptes non sectoriels et autres pour un montant de 466 millions de dollars. Les effets de la transaction ont été éliminés aux fins de consolidation. Les périodes précédentes n'ont pas été remaniées.

Note 3. Impôts sur le bénéfice

En 2025, la compagnie a adopté la mise à jour ASU n° 2023-09 du Financial Accounting Standards Board, « Improvements to Income Tax Disclosures », de manière rétrospective, conformément à la disposition transitoire.

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Charge (économie) d'impôts exigibles	1 125	1 586	1 556
Passif (économie) d'impôts futurs	(131)	(137)	(76)
Total de la charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	994	1 449	1 480
Fédéral	625	902	920
Provincial	369	547	560
Total de la charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	994	1 449	1 480
Bénéfice (perte) avant impôts	4 262	6 239	6 369
Taux d'imposition statutaire fédéral canadien	639 15,0%	935 15,0%	955 15,0%
Provincial (a)	376 8,8%	567 9,1%	582 9,1%
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Autres	(21) (0,5%)	(53) (0,9%)	(57) (0,9%)
Taux d'imposition effectif	994 23,3%	1 449 23,2%	1 480 23,2%

(a) Les taxes provinciales en Alberta représentent la majorité (50 pour cent ou plus).

La charge d'impôts futurs représente l'écart entre les valeurs comptable et fiscale de l'actif et du passif. Cet écart est réévalué à la fin de chaque exercice selon les taux d'imposition et les lois fiscales qui devraient s'appliquer quand cet écart sera matérialisé ou réglé. Au 31 décembre, les composantes du passif et de l'actif d'impôts futurs s'établissaient comme suit :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Dépréciation et amortissement	5 311	5 267	5 366
Forages fructueux et achats de terrains	236	236	237
Prestations de retraite et avantages sociaux	38	(15)	(168)
Restauration des lieux	(858)	(686)	(655)
Intérêts capitalisés	202	185	155
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS	(297)	(468)	(406)
Reports de perte fiscale	(65)	(66)	(69)
Provision pour moins-value	65	66	69
Autres	(214)	(35)	(60)
Passif d'impôts futurs – Montant net	4 418	4 484	4 469

Le tableau qui suit résume les impôts sur les bénéfices (payés) recouvrés :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Fédéral	(901)	(1 119)	(2 562)
Provincial			
Alberta	(342)	(380)	(1 048)
Ontario	(131)	(176)	(343)
Autres	(61)	(96)	(200)
Total des impôts sur les bénéfices (payés) recouvrés	(1 435)	(1 771)	(4 153)

Économies d'impôts non comptabilisées

Les économies d'impôt non comptabilisées reflètent la différence entre les positions prises ou qui devraient être prises dans les déclarations fiscales et les montants constatés dans les états financiers.

Le tableau qui suit résume les informations sur la variation du montant des économies d'impôt non comptabilisées :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Solde au 1er janvier	34	47	60
Ajouts au titre de la position fiscale de l'exercice en cours	6	2	7
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	3	—	—
Règlements avec les autorités fiscales	(1)	(15)	(20)
Solde au 31 décembre	42	34	47

Les soldes des économies d'impôt non comptabilisées illustrés ci-dessus sont principalement associés à des positions fiscales qui réduiraient le taux d'imposition effectif de la compagnie si ces positions étaient favorablement réglées. En général, le règlement défavorable de ces positions fiscales n'augmenterait pas le taux d'imposition effectif. Les variations d'économies d'impôt non comptabilisées en 2025, 2024 et 2023 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de revenus de la compagnie de 2020 à 2025 sont sujettes à examen par les autorités fiscales. Les déclarations de revenus de 2009 à 2024 sont exposées à des objections et sont par conséquent sujettes à examen par les autorités fiscales. L'Agence du revenu du Canada a apporté certains ajustements aux déclarations de la compagnie. La direction a évalué ces ajustements et conteste formellement les points sur lesquels la compagnie n'est pas d'accord. L'incidence de ces questions sur les économies d'impôt non comptabilisées et sur le taux d'imposition effectif ne devrait pas être importante.

Il faudra de nombreuses années pour que ces positions fiscales aboutissent à un règlement. Il est difficile de prédire le moment où des positions fiscales données feront l'objet d'un règlement, puisque ce moment échappe en partie au contrôle de la compagnie.

La compagnie classe les intérêts sur les soldes liés aux impôts sur les bénéfices dans les intérêts débiteurs ou créditeurs et les pénalités fiscales dans les charges d'exploitation.

Les économies d'impôts non comptabilisées ne sont pas classées dans les engagements futurs, car la compagnie ne s'attend pas à ce que leur règlement final ait une incidence sur la trésorerie, étant donné qu'elle a déposé des fonds suffisants auprès de l'Agence du revenu du Canada.

Note 4. Avantages de retraite

Les avantages de retraite auxquels ont droit la quasi-totalité des employés retraités et leurs conjoints survivants comprennent les prestations de retraite et certains avantages au titre des régimes de soins de santé et d'assurance-vie. Pour faire face à ses engagements, la compagnie capitalise des régimes de retraite agréés et paie directement les prestations supplémentaires non capitalisées aux prestataires.

Les régimes de retraite sont constitués principalement de régimes à prestations déterminées financés par la compagnie et fondés sur les années de service et la moyenne des salaires de fin de carrière. La compagnie partage le coût des régimes de soins de santé et d'assurance-vie. Les obligations de la compagnie sont établies selon une méthode d'évaluation des prestations qui tient compte des états de service des employés à ce jour et du niveau actuel des salaires ainsi que de la projection des salaires jusqu'à la retraite.

Les charges et obligations contractées au titre des régimes capitalisés et non capitalisés sont calculées selon les principes actuariels reconnus et les PCGR des États-Unis. La méthode de calcul des charges de retraite et des obligations s'y rattachant se fonde sur certaines hypothèses à long terme concernant les taux d'actualisation, de rendement de l'actif du régime et d'augmentation salariale. L'obligation et la charge de retraite peuvent varier considérablement si l'on modifie les hypothèses retenues pour estimer l'obligation et le rendement attendu de l'actif des régimes.

Les obligations de la compagnie au titre des prestations et les actifs du régime liés aux régimes à prestations déterminées sont calculés au 31 décembre.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2025	2024	2025	2024
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations au 31 décembre (pourcentage)				
Taux d'actualisation	4,90	4,70	4,90	4,70
Augmentation de la rémunération à long terme	4,00	4,00	4,00	4,00

en millions de dollars canadiens

Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations au 1er janvier	8 131	8 154	476	581
Coût des services	186	186	4	13
Intérêts débiteurs	369	365	22	25
Pertes (gains) actuarielles (a)	(247)	(88)	(43)	(29)
Modifications et autres	19	—	1	(78)
Prestations versées (b)	(502)	(486)	5	(36)
Obligation au titre des prestations au 31 décembre	7 956	8 131	465	476
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	7 225	7 385		

(a) Pertes (gains) actuariels attribuables principalement à la variation du taux d'actualisation en fin d'exercice.

(b) Prestations versées au titre des régimes capitalisés et non capitalisés.

Le taux d'actualisation aux fins du calcul du passif au titre du régime d'avantages complémentaires de retraite en fin d'exercice est déterminé à l'aide de la courbe de taux au comptant recommandée par l'Institut canadien des actuaires pour les obligations de sociétés canadiennes à long terme de qualité supérieure assorties d'une échéance (ou durée) moyenne qui est proche de celle du passif. Pour la mesure de l'obligation cumulée au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, les taux tendanciels supposés des coûts de soins de santé commencent à 6,14 % en 2026 et diminuent progressivement jusqu'à 3,57 % en 2038 et au-delà.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2025	2024	2025	2024
Variation de l'actif des régimes				
Juste valeur au 1er janvier	8 553	8 054		
Rendement (perte) réel	345	805		
Cotisations de la compagnie	148	150		
Prestations versées (a)	(459)	(452)		
Autres	(5)	(4)		
Juste valeur au 31 décembre	8 582	8 553		

Excédent (insuffisance) des actifs du régime par rapport à l'obligation aux titres des prestations projetées au 31 décembre

Régimes capitalisés	1 035	853		
Régimes non capitalisés	(409)	(431)	(465)	(476)
Total (b)	626	422	(465)	(476)

(a) Prestations versées au titre des régimes capitalisés uniquement.

(b) Juste valeur de l'actif, moins l'obligation au titre des prestations projetées indiquée ci-dessus.

Le financement des régimes de retraite agréés se conforme aux règlements fédéraux et provinciaux en matière de retraite et la compagnie cotise à ces régimes suivant les besoins établis par une évaluation actuarielle indépendante. Conformément à la recommandation officielle relative à la comptabilisation des régimes à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, l'état surcapitalisé ou sous capitalisé des avantages complémentaires de retraite a été comptabilisé comme un actif ou un passif dans le bilan consolidé, et les changements apportés à la capitalisation ont été comptabilisé au poste Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice au cours duquel ils ont eu lieu.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2025	2024	2025	2024
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net	1 035	853	—	—
Passifs à court terme	(34)	(33)	(29)	(28)
Autres obligations à long terme	(375)	(398)	(436)	(448)
Total comptabilisé	626	422	(465)	(476)

Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu comprennent :

Pertes (gains) actuariels – Montant net	29	237	(145)	(110)
Coût des services passés	346	373	(73)	(78)
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	375	610	(218)	(188)

La compagnie détermine le taux de rendement prévu à long terme en formulant des hypothèses sur le rendement à long terme cible de chaque catégorie d'actif, en tenant compte de facteurs comme le rendement réel prévu de la catégorie d'actifs considérée et l'inflation. Un taux de rendement à long terme unique est ensuite établi à partir de la moyenne pondérée de la répartition cible de l'actif et de l'hypothèse relative au rendement à long terme de chaque catégorie d'actif. En 2025, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 4,4 % contre des rendements réels de 4,5 % et de 5,6 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans respectivement, terminées le 31 décembre 2025.

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Hypothèses utilisées pour déterminer le coût net des prestations constituées des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux d'actualisation	4,70	4,60	5,10	4,70	4,60	5,10
Rendement à long terme de l'actif des régimes	4,40	5,60	4,80	—	—	—
Augmentation de la rémunération à long terme	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00

en millions de dollars canadiens

Composantes du coût net des prestations constituées						
Coût des services	186	186	162	4	13	12
Intérêts débiteurs	369	365	373	22	25	28
Rendement prévu de l'actif des régimes	(395)	(454)	(373)	—	—	—
Amortissement du coût des services passés	27	27	19	(5)	—	—
Amortissement des pertes (gains) actuariels	11	48	44	(8)	(8)	(9)
Avantages de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite	19	—	—	1	—	—
Coût net des prestations constituées de l'exercice	217	172	225	14	30	31
Variation des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu						
Pertes (gains) actuariels – Montant net	(197)	(439)	102	(43)	(29)	(14)
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(11)	(48)	(44)	8	8	9
Coût des services passés	—	—	184	—	(78)	—
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(27)	(27)	(19)	5	—	—
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	(235)	(514)	223	(30)	(99)	(5)
Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et autres éléments du résultat étendu, avant impôts	(18)	(342)	448	(16)	(69)	26

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 47 millions de dollars en 2025 (47 millions de dollars en 2024, 44 millions de dollars en 2023).

Le tableau ci-dessous présente le sommaire de la variation du cumul des autres éléments du résultat étendu :

en millions de dollars canadiens	Total des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
	2025	2024	2023
(Imputé) crédit au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	265	613	(218)
Crédit (charge) d'impôts reportés (note 17)	(65)	(150)	53
(Imputé) crédit au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	200	463	(165)

La stratégie de placement de la compagnie pour l'actif du régime repose sur une vision à long terme, une évaluation prudente des risques inhérents aux actifs et au passif du régime et une large diversification visant à réduire le risque sur l'ensemble du portefeuille. Les actifs du régime de retraite sont investis principalement dans des fonds d'actions mondiales à gestion passive et des fonds indiciaires à revenu fixe canadiens pour diversifier les risques tout en réduisant les coûts. Les fonds à revenu fixe sont investis principalement dans des titres de créance de sociétés de première qualité et gouvernementaux dont la sensibilité aux taux d'intérêt se rapproche de celle du passif des régimes. La répartition cible de l'actif des régimes de retraite est examinée périodiquement et établie sur la base de considérations comme le risque, la diversification, la liquidité et le

niveau de financement. La répartition cible de l'actif pour les titres de participation est de 15 %, le solde restant étant investi dans des titres de participation à revenu fixe.

Les niveaux d'évaluation de la juste valeur sont des termes comptables qui désignent les différentes méthodes d'évaluation des actifs. Ces termes ne désignent pas le risque relatif ni la qualité de crédit d'un investissement.

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2025, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2025 selon :					Valeur nette des actifs
en millions de dollars canadiens	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Catégorie d'actif					
Actions					
Canadiennes	—				—
Internationales	1 466				1 466
Titres de créance canadiens					
Sociétés	1 693				1 693
Gouvernements	4 950				4 950
Adossés à des actifs	4				4
Autres	45				45
Partenariats de capital de risque	167				167
Immobilier	207				207
Trésorerie	50	18			32
Total des actifs du régime à la juste valeur	8 582	18			8 564

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2024, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

		Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2024 selon :			
en millions de dollars canadiens	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Valeur nette des actifs
Catégorie d'actif					
Actions					
Canadiennes	—				—
Internationales	2 584				2 584
Titres de créance canadiens					
Sociétés	1 220				1 220
Gouvernements	4 400				4 400
Adossés à des actifs	4				4
Autres	18				18
Partenariats de capital de risque	134				134
Immobilier	154				154
Trésorerie	39	3			36
Total des actifs du régime à la juste valeur	8 553	3			8 550

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des régimes de retraite dont l'obligation au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations projetées sont supérieures à l'actif du régime.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	
	2025	2024
Régimes de retraite non capitalisés couverts par les réserves comptables :		
Obligation au titre des prestations projetées	409	431
Obligation au titre des prestations constituées	368	386

(a) En 2025 et 2024, la juste valeur de l'actif des régimes a dépassé l'obligation au titre des prestations projetées tant pour le régime de retraite financé par la compagnie que pour la part proportionnelle de la compagnie dans une coentreprise.

Flux de trésorerie

Paielements de prestations prévus en :

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
2026	490	30
2027	490	30
2028	490	32
2029	490	32
2030	490	32
2031 - 2035	2 450	154

Pour l'exercice 2026, la compagnie compte cotiser environ 151 millions de dollars en trésorerie à ses régimes de retraite.

Note 5. Autres obligations à long terme

en millions de dollars canadiens	2025	2024
Avantages de retraite des employés (a) (note 4)	811	846
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b) (c)	3 348	2 641
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7)	198	119
Passif au titre des contrats de location-exploitation (note 13)	149	144
Passif au titre de la restructuration (note 11)	173	—
Autres obligations	280	120
Total des autres obligations à long terme	4 959	3 870

- (a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprenaient aussi 63 millions de dollars à titre de passif à court terme (61 millions de dollars en 2024).
- (b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 318 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (291 millions de dollars en 2024).
- (c) En 2025, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont été actualisées au taux de 6 % (6 % en 2024). Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations imputées pour l'exercice étaient des évaluations de la juste valeur de niveau 3.

Le tableau ci-après résume l'activité ayant trait au passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Solde au 1er janvier	2 833	2 703	2 178
Ajouts (déductions)	721	96	471
Charge de désactualisation	171	163	132
Règlement	(195)	(129)	(78)
Solde au 31 décembre	3 530	2 833	2 703

Les paiements au comptant estimés au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'élèvent à 241 millions de dollars pour 2026 et à 227 millions de dollars pour 2027.

Note 6. Instruments financiers et produits dérivés

Instruments financiers

La juste valeur des instruments financiers de la compagnie est déterminée en fonction de diverses données du marché et d'autres techniques d'évaluation pertinentes. Il n'y a pas de différence importante entre la juste valeur des instruments financiers de la compagnie et la valeur comptable inscrite aux livres. Au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024, la juste valeur de la dette à long terme (3 447 millions de dollars, excluant les obligations de location-financement) était principalement une mesure de niveau 2.

Produits dérivés

La taille de la compagnie, sa solide situation financière et la nature complémentaire de ses secteurs d'activité réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. En outre, la compagnie utilise des contrats sur marchandises, y compris des produits dérivés, pour gérer le risque lié au cours des matières premières et pour générer des rendements à partir de ses activités de négociation. Les contrats de marchandises détenus aux fins de négociation sont présentés sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, au poste « Produits » et dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie, au poste « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ». La compagnie ne désigne pas les produits dérivés comme couverture aux fins de la comptabilité de couverture.

Le risque de crédit associé à la position sur produits dérivés de la compagnie est atténué par plusieurs facteurs, notamment l'utilisation de bourses de compensation de produits dérivés, la qualité des contreparties et les limites financières imposées aux contreparties de produits dérivés. La compagnie maintient un système de contrôle comprenant l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés.

Au 31 décembre, la position acheteur/(vendeur) nette notionnelle des produits dérivés était la suivante :

en milliers de barils	2025	2024
Pétrole brut	954	4 260
Produits	(702)	(371)

Le gain ou la perte réalisé(e) et non réalisé(e) sur les produits dérivés constaté(e) à l'état consolidé des résultats est inclus(e) dans les postes suivants, avant impôts :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Produits	41	(69)	(5)

La juste valeur estimative des produits dérivés ainsi que le niveau de hiérarchie correspondant pour l'évaluation de la juste étaient les suivants :

Au 31 décembre 2025
en millions de dollars canadiens

en millions de dollars canadiens							
	Juste valeur				Incidence de la compensation de contreparties	Incidence de la compensation de garanties de contreparties	Valeur comptable nette
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total			
Actifs							
Actifs dérivés (a)	20	39	—	59	(18)	(2)	39
Passif							
Passifs dérivés (b)	18	14	—	32	(18)	—	14

(a) Compris au poste du bilan consolidé « Matières, fournitures et charges payées d'avance », « Comptes débiteurs – montant net » et « Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net ».

(b) Compris au poste du bilan consolidé « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres obligations à long terme ».

Au 31 décembre 2024
en millions de dollars canadiens

en millions de dollars canadiens							
	Juste valeur				Incidence de la compensation de contreparties	Incidence de la compensation de garanties de contreparties	Valeur comptable nette
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total			
Actifs							
Actifs dérivés (a)	38	21	—	59	(38)	—	21
Passif							
Passifs dérivés (b)	52	30	—	82	(38)	(14)	30

(a) Compris au poste du bilan consolidé « Matières, fournitures et charges payées d'avance », « Comptes débiteurs – montant net » et « Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net ».

(b) Compris au poste du bilan consolidé « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres obligations à long terme ».

Au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024, la compagnie avait 6 millions de dollars et 22 millions de dollars de garanties, respectivement, dans le cadre d'un accord général de compensation, principalement en raison d'exigences en matière de dépôt de garantie, qui n'étaient pas compensées par des produits dérivés figurant au bilan consolidé sous « Comptes débiteurs – montant net ».

Note 7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions

Les régimes de rémunération et d'intéressement à base d'actions visent à retenir certains employés, à récompenser leur rendement élevé et à encourager l'apport individuel à l'amélioration soutenue du rendement de la compagnie et de la valeur actionnariale à long terme. Les administrateurs non salariés participent également aux programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions.

Unités d'actions non acquises et unités d'actions à dividende différé

Aux termes du régime d'unités d'actions non acquises, chaque unité donne à son bénéficiaire le droit conditionnel de recevoir de la compagnie, à l'acquisition, un montant équivalant à la valeur d'une action ordinaire de la compagnie, selon la moyenne des cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto sur les cinq jours précédant immédiatement et incluant la date d'exercice. Dans la majorité des cas, 50 % des unités sont acquises au troisième anniversaire de la date de leur attribution, le reste étant exercé au septième anniversaire de la date d'attribution. Certains participants cadres, professionnels et techniques recevront des attributions accordées qui sont acquises à 100 pour cent après trois ans. La compagnie peut également émettre au président du conseil, président et directeur général des unités dont 50 % peuvent être acquises au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste au dixième anniversaire de la date d'attribution, exception faite des unités attribuées avant 2020, pour lesquelles l'acquisition de la portion du dixième anniversaire est repoussée à la date de la retraite du bénéficiaire si celle-ci est prise au-delà du dixième anniversaire de la date d'attribution.

Le régime d'unités d'actions à dividende différé est offert aux administrateurs non salariés. Les administrateurs non salariés peuvent choisir de toucher la totalité ou une partie de leurs jetons de présence admissibles sous cette forme. Le nombre d'unités attribuées à la fin de chaque trimestre civil correspond à la valeur des jetons de présence de l'administrateur non salarié pour ce trimestre qu'il a choisi de recevoir sous forme d'unités d'actions à dividende différé, divisé par la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie pour les cinq jours de bourse consécutifs (la « moyenne des cours de clôture des actions ») précédant le dernier jour du trimestre civil. Des unités additionnelles sont attribuées pour représenter les dividendes sur les unités non exercées et sont calculées en divisant le dividende en argent à servir sur les actions de la compagnie par le cours de clôture moyen juste avant la date de paiement de ce dividende, quotient qui est ensuite multiplié par le nombre d'unités d'actions à dividende différé que possède le bénéficiaire, ajusté pour tenir compte des fractionnements d'actions. Les unités d'actions à dividende différé ne peuvent pas être exercées tant que l'administrateur n'a pas cessé ses fonctions, y compris en cas de cessation pour cause de décès, et doivent être exercées dans leur intégralité en une fois au plus tard le 31 décembre de l'année qui suit l'année de cessation des fonctions. À la date d'exercice, la valeur en argent à recevoir pour les unités est déterminée d'après la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie qui précèdent la date d'exercice, ajustée pour tenir compte des fractionnements d'actions.

Toutes les unités doivent être réglées en trésorerie à quelques exceptions près. Le régime des unités d'action non acquises prévoit que, dans le cas des unités attribuées à des résidents du Canada, le bénéficiaire aura la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler en argent les unités devant être acquises au septième anniversaire de la date d'attribution. Pour les unités pouvant être acquises à 50 % au cinquième anniversaire de la date d'attribution, les unités restantes pouvant être acquises au dixième anniversaire de la date d'attribution, le bénéficiaire a la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler en argent les unités devant être acquises.

La compagnie comptabilise ces unités selon la méthode de la juste valeur. La juste valeur des attributions sous forme d'unités d'actions non acquises et d'unités d'actions à dividende différé correspond au cours de l'action de la compagnie. Selon cette méthode, la charge de rémunération liée aux unités de ces régimes est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et est comptabilisée dans l'état consolidé des résultats, répartie sur la période d'acquisition de chaque attribution.

Le tableau ci-dessous résume l'information sur ces unités pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 :

	Unités d'action restreintes	Unités d'actions à dividende différé
En circulation au 1er janvier 2025	4 223 070	44 706
Attribuées	918 900	6 393
Acquises / exercées	(717 310)	—
Confisquées et annulées	(42 620)	—
En circulation au 31 décembre 2025	4 382 040	51 099

En 2025, la charge de rémunération avant impôts imputée aux résultats au titre de ces unités d'actions non acquises et unités d'actions à dividende différé s'est chiffrée à 212 millions de dollars (116 millions de dollars en 2024, 52 millions de dollars en 2023). L'économie d'impôt constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour l'exercice s'est élevée à 51 millions de dollars (28 millions de dollars en 2024, 13 millions de dollars en 2023). Des paiements au comptant de 107 millions de dollars au titre de ces régimes ont été versés en 2025 (74 millions de dollars en 2024, 68 millions de dollars en 2023).

Au 31 décembre 2025, la charge de rémunération non comptabilisée avant impôts liée aux unités d'actions assujetties à des restrictions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 251 millions de dollars, selon le cours de l'action de la compagnie à la fin de la période de déclaration. La période d'acquisition moyenne pondérée des unités d'actions assujetties à des restrictions est de 4,2 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2025.

Note 8. Revenus de placement et d'autres sources

Les revenus de placement et d'autres sources comprennent les gains et les pertes à la vente d'actifs suivants :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Produits de la vente d'actifs	101	25	86
Valeur comptable de la vente d'actifs	106	7	13
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts	(5)	18	73
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	(9)	16	63

Note 9. Litiges et autres provisions

Diverses poursuites ont été intentées à l'encontre de la compagnie et ses filiales. La direction examine régulièrement ces litiges, en faisant le point avec ses conseillers juridiques internes et externes, pour déterminer s'il y a lieu de comptabiliser ou de déclarer des provisions pour ces situations. La compagnie enregistre un passif non actualisé au titre de ces éventualités quand une perte est probable et que son montant peut être raisonnablement estimé. Lorsqu'il est possible de raisonnablement estimer une fourchette de montants et qu'aucun montant dans cette fourchette ne constitue une meilleure estimation qu'un autre, la valeur minimale est alors prise en compte. La compagnie ne comptabilise pas de passif lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé, mais que son montant ne peut pas être raisonnablement estimé ou que le passif n'apparaît que raisonnablement possible ou peu probable. Lorsqu'une issue défavorable importante est raisonnablement possible, la compagnie dévoile la nature de la situation et, lorsque possible, elle fournit une estimation de la perte probable. Aux fins de la déclaration des situations, le qualificatif « importante » s'applique aux situations pouvant avoir des effets significatifs et à celles devant être déclarées de l'avis de la direction. Compte tenu des faits et circonstances pertinents, la compagnie ne croit pas que l'issue définitive d'une quelconque poursuite en cours à son encontre aura une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble.

La compagnie a aussi pris d'autres engagements dans le cours normal des affaires pour faire face aux besoins de son exploitation et à ses besoins en capitaux, qu'elle s'attend à pouvoir remplir sans qu'ils aient une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble. Les obligations d'achat inconditionnelles (selon la définition dans les normes comptables) constituent des engagements à long terme qui ne sont pas résiliables, ou résiliables uniquement à certaines conditions, et que des tiers ont utilisés pour assurer le financement des installations qui fourniront les biens et services prévus dans les contrats. La compagnie n'a pas contracté d'obligations d'achat inconditionnel.

Au 31 décembre 2025, il y avait des lettres de crédit en cours totalisant 668 millions de dollars (475 millions de dollars en 2024), émises à titre de garantie pour les conditions financières et de rendement liées à certains contrats et engagements. Ces lettres de crédit ne réduisent pas les fonds disponibles dans le cadre des accords d'emprunt actuels.

Suivant la vente conclue des stations-service Esso restantes détenues par la compagnie, la compagnie avait, au 31 décembre 2025, un passif éventuel relativement à des garanties liées à l'exécution en vertu de contrats d'autres obligations avec des tiers totalisant 7 millions de dollars (10 millions de dollars en 2024).

Au quatrième trimestre de 2025, la compagnie a enregistré des obligations contractuelles liées à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells (voir la note 11, « Informations financières diverses »).

Note 10. Actions ordinaires

Au 31 décembre

en milliers d'actions

	2025	2024
Autorisées	1 100 000	1 100 000
En circulation	483 593	509 045

Le plus récent programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités d'une durée de 12 mois est entré en vigueur le 29 juin 2025, au titre duquel L'Impériale a poursuivi son programme d'achat d'actions en vigueur à l'époque. Ce programme a permis à la compagnie de racheter un maximum de 25 452 248 actions ordinaires (5 % du nombre total d'actions au 15 juin 2025), ce qui comprend les actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à la société Exxon Mobil Corporation. Dans le passé, la société Exxon Mobil Corporation a informé la compagnie qu'elle avait l'intention de conserver la propriété d'environ 69,6 % du capital. Le programme a pris fin le 17 décembre 2025, la compagnie ayant acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

L'excédent du coût d'achat sur la valeur attribuée des actions a été inscrit à titre de distribution de bénéfices réinvestis.

Les activités liées aux actions ordinaires de la compagnie sont résumées ci-dessous :

	En milliers d'actions	En millions de dollars
Solde au 1er janvier 2023	584 153	1 079
Achats à la valeur attribuée	(48 316)	(87)
Solde au 31 décembre 2023	535 837	992
Achats à la valeur attribuée	(26 792)	(50)
Solde au 31 décembre 2024	509 045	942
Achats à la valeur attribuée	(25 452)	(47)
Solde au 31 décembre 2025	483 593	895

Le tableau ci-dessous présente le calcul du résultat par action ordinaire, avant et après dilution et les dividendes déclarés par la compagnie sur ses actions ordinaires en circulation :

	2025	2024	2023
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	3 268	4 790	4 889
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	502,8	529,4	574,8
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	6,50	9,05	8,51
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	3 268	4 790	4 889
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	502,8	529,4	574,8
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	1,2	1,2	1,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	504,0	530,6	575,9
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	6,48	9,03	8,49
Dividendes par action ordinaire – déclarés (en dollars)	2,88	2,40	1,94

Note 11. Informations financières diverses

Des stocks selon la méthode DEPS

En 2025, le revenu net comprenait un gain après impôts de 61 millions de dollars (gain de 61 millions de dollars en 2024, gain de 5 millions de dollars en 2023) attribuable à l'effet des variations des stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). Selon les estimations, le coût de remplacement des stocks en date du 31 décembre 2025 dépassait la valeur comptable selon la méthode DEPS d'environ 1,5 milliard de dollars (2,0 milliards de dollars en 2024). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

en millions de dollars canadiens	2025	2024
Pétrole brut	1 067	701
Produits pétroliers	461	513
Produits chimiques	64	57
Biocarburants	225	40
Autres	394	331
Total	2 211	1 642

Recherche et développement

Les dépenses de recherche sont principalement consacrées au développement de technologies visant à améliorer la récupération du bitume, à comprimer les coûts et à réduire l'incidence environnementale des activités en amont, notamment les technologies visant à réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre, à soutenir les améliorations environnementales et des procédés dans les raffineries, ainsi qu'à accéder aux recherches effectuées par ExxonMobil dans le monde.

La compagnie a conclu des accords de recherche scientifique avec des filiales d'ExxonMobil, qui prévoient l'exécution de travaux techniques et d'ingénierie par toutes les parties, l'échange d'informations techniques, la cession de brevets et de droits de brevet, et la concession de licences. Ces accords prévoient un accès réciproque aux données scientifiques et opérationnelles relatives à presque toutes les phases des activités pétrolières et pétrochimiques des parties.

En 2025, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 134 millions de dollars (118 millions de dollars en 2024, 84 millions de dollars en 2023). Ces coûts sont compris dans les charges, en raison du caractère incertain des avantages futurs.

Comptes créditeurs et charges à payer

Les « Comptes créditeurs et charges à payer » comprenaient les taxes courues autres que les impôts de 393 millions de dollars au 31 décembre 2025 (524 millions de dollars en 2024), les dividendes payables de 350 millions de dollars au 31 décembre 2025 (307 millions de dollars en 2024) et d'autres passifs à court terme divers de 1 151 millions de dollars au 31 décembre 2025 (739 millions de dollars en 2024).

Aide gouvernementale

La norme « Government Assistance » (ASC 832) exige la divulgation de certains types d'aide gouvernementale qui ne sont pas autrement couverts par des normes comptables faisant autorité. La compagnie reçoit des allocations des gouvernements sous la forme de crédits d'émission lorsqu'elle dépasse les attentes au niveau des installations pour les objectifs d'émission et les enregistre pour un montant nominal, généralement sous la rubrique « Stocks de pétrole brut et de produits » dans le bilan consolidé. En 2024 et 2025, l'aide gouvernementale n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers de la compagnie.

Charges de restructuration

Le 29 septembre 2025, la compagnie a annoncé des plans de restructuration visant à améliorer son rendement en centralisant davantage d'activités d'entreprise et techniques dans des centres d'affaires et technologiques mondiaux. Les plans de restructuration comprennent un programme de réduction ciblée des effectifs. Le programme, qui devrait être en grande partie achevé d'ici la fin de 2027, implique des départs involontaires. Au troisième trimestre 2025, la compagnie a enregistré des charges de 330 millions de dollars (avant impôts), principalement liées aux coûts de restructuration associés aux programmes de réduction des effectifs annoncés. Ces coûts sont comptabilisés au poste « Frais de vente et frais généraux » de l'état consolidé des résultats et présentés dans le secteur Comptes non sectoriels et autres.

Le tableau suivant résume les provisions et charges liées au programme de réduction des effectifs, qui sont comptabilisées aux postes « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres obligations à long terme » du bilan consolidé.

en millions de dollars canadiens	2025
Solde au 1er janvier	—
Ajouts/ajustements	330
Paielements effectués	—
Solde au 31 décembre	330

Campus de L'Impériale à Calgary

Au troisième trimestre 2025, le secteur Comptes non sectoriels et autres tenait compte d'une perte de valeur hors trésorerie de 406 millions de dollars (avant impôts), liée à la signature par la compagnie d'un accord pour la vente du campus de L'Impériale à Calgary. Cette perte de valeur est constatée au poste « Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) » de l'état consolidé des résultats et au poste « Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement » du bilan consolidé. La transaction a été clôturée au quatrième trimestre de 2025.

Norman Wells

Au quatrième trimestre de 2025, la compagnie a accéléré la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells, ce qui s'est traduit par une charge de 421 millions de dollars avant impôts, comptabilisée dans le segment Amont. Cette dernière comprend une charge de dépréciation hors trésorerie de 142 millions de dollars, constatée au poste « Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) » de l'état consolidé des résultats et au poste « Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement » du bilan consolidé, et une charge unique distincte de 279 millions de dollars associée à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement reflétée au poste « Production et fabrication » de l'état consolidé des résultats.

Note 12. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Intérêts sur la dette (a)	131	192	203
Intérêts capitalisés	(105)	(155)	(141)
Intérêts débiteurs - montant net	26	37	62
Autres intérêts	(14)	4	7
Financement total	12	41	69

(a) Comprend les intérêts d'apparenté avec ExxonMobil.

Au quatrième trimestre de 2025, la compagnie a repoussé la date d'échéance de ses deux marges de crédit existantes de 250 millions de dollars aux mois de novembre 2026 et novembre 2027, respectivement.

La compagnie n'a utilisé aucune de ses marges de crédit disponibles restantes de 500 millions de dollars.

Au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024, la compagnie n'avait pas d'emprunts à court terme en cours.

Note 13. Contrats de location

En général, la compagnie achète les biens, les installations et les équipements de production, mais il arrive que des actifs soient loués, principalement des cuves de stockage, des wagons-citernes, des navires et d'autres installations de transport. L'obligation locative et l'actif au titre du droit d'utilisation sont comptabilisés au bilan pour les contrats de location d'une durée initiale attendue supérieure à un an, en actualisant les montants fixes du contrat de location pour la durée de la location qui est raisonnablement certaine, en tenant compte de la probabilité d'exercice d'une option de résiliation anticipée ou de prolongation. La partie des paiements fixes liée aux frais de service des pétroliers et aux contrats de location-financement est exclue du calcul de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative. Les actifs sont habituellement loués pour une partie de leur vie utile seulement et sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Dans des situations bien précises, les actifs sont loués pour pratiquement toute leur durée de vie utile et sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. En général, les contrats de location sont capitalisés en utilisant le taux d'emprunt marginal de la compagnie.

Les paiements variables en vertu de ces contrats de location ne sont pas importants. Les garanties de valeur résiduelle, les restrictions ou les clauses liées aux contrats de location, de même que les transactions avec des apparentés ne sont pas non plus importantes. Les activités de la compagnie en tant que bailleur ne sont pas significatives.

Le tableau suivant résume le total des dépenses de location engagées :

	2025		2024		2023	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
en millions de dollars canadiens						
Coût des contrats de location-exploitation	105		111		114	
Court terme et autre (net des revenus de sous-location)	108		50		30	
Amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation		16		16		19
Intérêt sur les obligations locatives		27		28		29
Coût total de location	213	43	161	44	144	48

Le tableau ci-dessous résume les montants relatifs aux contrats de location-exploitation et de location-financement comptabilisés au bilan consolidé ainsi que la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de location et la moyenne pondérée des taux d'actualisation appliquées au 31 décembre :

en millions de dollars canadiens	2025		2024	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Actif au titre du droit d'utilisation				
Inclus dans Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles (montant net)	285		240	
Inclus dans Immobilisations corporelles, montant net, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement		582		579
Actif total au titre du droit d'utilisation	285	582	240	579
Obligation locative exigible durant l'année				
Inclus dans Comptes créditeurs et charges à payer	87	—	100	—
Inclus dans Billets et emprunts		19		18
Obligation locative à long terme				
Inclus dans Autres obligations à long terme	149	—	144	—
Inclus dans Dette à long terme		531		545
Obligation locative totale	236	550	244	563
Moyenne pondérée de la durée restante des contrats de location (années)	5	35	5	35
Moyenne pondérée du taux d'actualisation (%)	3,2	5,8	4,1	4,8

L'analyse des échéances des obligations locatives de la compagnie au 31 décembre est résumée ci-dessous :

en millions de dollars canadiens	2025	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Analyse des échéances des obligations locatives		
2026	93	49
2027	44	48
2028	39	47
2029	31	45
2030	16	44
2031 et après	29	862
Total des paiements de location	252	1 095
Valeur actualisée	(16)	(545)
Passif total au titre des contrats de location	236	550

En plus du passif au titre des contrats de location-exploitation dans le tableau ci-dessus, en date du 31 décembre 2025, il n'existait pas d'engagements locatifs non actualisés pour des contrats de location n'ayant pas encore débuté (56 millions de dollars en 2024).

Il n'existe pas de paiements au comptant estimés au titre des contrats de location-exploitation et des contrats de financement pas encore débutés pour 2026 et 2027.

Le tableau ci-dessous résume les sommes versées pour des montants inclus dans l'évaluation du passif au titre des contrats de location et l'actif au titre du droit d'utilisation obtenu en échange de nouveaux contrats de location :

en millions de dollars canadiens	2025		2024		2023	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Sommes versés pour des montants inclus dans l'évaluation de l'obligation locative						
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	121	—	118	—	56	—
Flux de trésorerie issus d'activités de financement		18		22		22
Actif au titre du droit d'utilisation hors trésorerie comptabilisé comme obligation locative						
En échange de l'obligation locative durant l'exercice	107	17	152	—	61	—

Note 14. Dette à long terme

Au 31 décembre

en millions de dollars canadiens	2025	2024
Dette à long terme (a) (b)	3 447	3 447
Contrats de location-financement (c)	531	545
Total de la dette à long terme	3 978	3 992

- (a) Emprunt en vertu d'une entente existante de prêt à taux variable à long terme avec une société affiliée à ExxonMobil prévoyant un prêt en dollars canadiens à la compagnie par ExxonMobil jusqu'à concurrence de 7,75 milliards de dollars à un taux d'intérêt équivalant à ceux du marché canadien. L'entente, en vigueur jusqu'au 30 juin 2035, est résiliable sur préavis d'au moins 370 jours de la part d'ExxonMobil.
- (b) Au 31 décembre 2025, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à long terme avec ExxonMobil s'est établi à 2,7 % (3,9 % en 2024.)
- (c) Les contrats de location-financement concernent principalement les installations de transport et des conventions relatives aux services. Le taux d'intérêt théorique moyen a été de 5,8 % en 2025 (4,8 % en 2024). Les obligations totales au titre des contrats de location-financement comprennent aussi 19 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (18 millions de dollars en 2024). Les paiements en capital sur les contrats de location-financement s'élèvent à environ 17 millions de dollars par an en moyenne et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2026.

Note 15. Comptabilité des coûts des puits d'exploration suspendus

La compagnie continue de comptabiliser à l'actif les coûts d'un forage d'exploration lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production, ainsi que si la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et sur le plan de la viabilité économique et opérationnelle du projet. 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. Aux 31 décembre 2025, 2024 et 2023, la compagnie n'affichait aucun coût capitalisé de puits d'exploration suspendus.

Les activités d'exploration font appel au forage de plusieurs puits sur un certain nombre d'années pour évaluer pleinement un projet. Aux 31 décembre 2025, 2024 et 2023, la compagnie n'avait aucun projet assorti de coûts de puits d'exploration capitalisés.

Note 16. Transactions avec des apparentés

Les produits et les charges de la compagnie comprennent aussi les résultats d'opérations conclues avec des sociétés affiliées à ExxonMobil dans le cours normal des activités. Ces opérations, conclues dans des conditions comparables à celles qui auraient existé si elles l'avaient été entre parties sans lien de dépendance, ont porté principalement sur l'achat et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits chimiques ainsi que sur les coûts techniques, d'ingénierie et de recherche et développement. Les opérations conclues avec ExxonMobil comprenaient aussi les sommes payées et reçues du fait de la participation de la compagnie dans des coentreprises du secteur Amont au Canada.

En outre, la compagnie a des ententes en cours avec ExxonMobil pour fournir les prestations suivantes :

- a) Services à la compagnie et mise en commun de services généraux et de soutien à l'exploitation de manière à permettre aux deux parties de rationaliser les activités et les systèmes faisant double emploi.
- b) Exploitation de certains biens de production d'ExxonMobil dans l'Ouest canadien et services de gestion, commerciaux et techniques à ExxonMobil au Canada. Ces ententes contractuelles visent à réaliser des efficiences organisationnelles et des économies. Aucune entité juridique n'a été créée à la suite de ces ententes. Des livres de comptes distincts continuent d'être tenus pour le compte de L'Impériale et d'ExxonMobil. L'Impériale et ExxonMobil conservent la propriété de leurs biens respectifs, sans incidence sur les activités et les réserves.
- c) L'offre d'une option de participation à parts égales dans de nouvelles occasions d'affaires pour le secteur Amont.
- d) La conclusion de contrats de dérivés pour le compte de l'autre partie.

Certaines charges découlant d'opérations avec ExxonMobil ont été capitalisées et ne jouent pas un rôle significatif sur l'ensemble.

Les achats et produits réalisés entre apparentés en 2025 se sont élevés à 13 534 millions de dollars et 5 369 millions de dollars, respectivement. Les revenus et les achats réalisés entre apparentés en 2024 ont été révisés, passant respectivement de 11 725 millions de dollars à 14 654 millions de dollars et de 3 722 millions de dollars à 6 651 millions de dollars. Les revenus et les achats réalisés entre apparentés en 2023 ont été révisés, passant respectivement de 13 544 millions de dollars à 16 166 millions de dollars et de 4 125 millions de dollars à 6 747 millions de dollars. Les impacts de la révision s'annulent.

- Les achats et produits réalisés entre apparentés avec ExxonMobil en 2025 se sont élevés à 13 534 millions de dollars et 5 227 millions de dollars, respectivement. Les revenus et les achats réalisés entre apparentés avec ExxonMobil en 2024 ont été révisés, passant respectivement de 11 725 millions de dollars à 14 654 millions de dollars et de 3 617 millions de dollars à 6 546 millions de dollars. Les revenus et les achats réalisés entre apparentés avec ExxonMobil en 2023 ont été révisés, passant respectivement de 13 544 millions de dollars à 16 166 millions de dollars et de 4 026 millions de dollars à 6 648 millions de dollars. Les impacts de la révision s'annulent.

Au 31 décembre 2025, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 3 447 millions de dollars (3 447 millions de dollars en 2024) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 14, « Dette à long terme », et la note 12, « Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts »). Le montant des frais de financement avec ExxonMobil en 2025 s'est établi à 97 millions de dollars (161 millions de dollars en 2024).

L'Impériale a d'autres opérations entre apparentés non détaillées ci-dessus à la note 16, dans la mesure où elles ne sont pas importantes.

Note 17. Autres éléments du résultat étendu (perte)

Variations du cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Solde au 1er janvier	(214)	(677)	(512)
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :			
Variation au cours de l'exercice, excluant les montants reclassés provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	181	412	(206)
Montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	19	51	41
Solde au 31 décembre	(14)	(214)	(677)

Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu – produit/(charge) avant impôts :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées (a)	(25)	(67)	(54)

(a) Le cumul de ces autres éléments du résultat étendu est inclus dans le calcul du coût net des prestations constituées de la période (note 4).

Charge (crédit) d'impôt au titre des autres éléments du résultat étendu :

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	59	134	(66)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées	6	16	13
Total	65	150	(53)

Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration/production de pétrole et de gaz (hors audit)

L'information figurant aux pages 71 et 72 exclut les éléments qui ne sont pas reliés à l'extraction du pétrole et du gaz naturel comme les frais d'administration et les frais généraux, les frais d'exploitation des pipelines, les frais de traitement des usines à gaz ou les gains et pertes à la vente d'actifs. La participation de 25 % de la compagnie dans les réserves prouvées de pétrole brut synthétique de la coentreprise Syncrude est incluse dans les réserves prouvées totales de pétrole et de gaz de la compagnie et dans le calcul de la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés, conformément aux règles de la Securities and Exchange Commission (SEC) et du Financial Accounting Standards Board (FASB) des États-Unis. Les résultats d'exploitation, les frais encourus dans les acquisitions de biens fonciers, les activités d'exploration et de mise en valeur, et les coûts capitalisés comprennent la quote-part de la compagnie dans Kearn, Syncrude et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

Résultats d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Produits			
Ventes à des tiers (a)	6 509	7 171	6 420
Cessions (a) (b)	3 010	3 337	3 220
	9 519	10 508	9 640
Frais de production	4 828	4 769	5 015
Frais d'exploration	7	3	5
Dépréciation et épuisement	1 697	1 539	1 475
Impôts sur le bénéfice	714	974	733
Résultats d'exploitation	2 273	3 223	2 412

- (a) Le gaz naturel et les liquides de gaz naturel achetés aux fins de revente, de même que le paiement des redevances et les coûts des diluants, sont exclus des ventes aux tiers et des cessions. Les chiffres bruts de ces postes sont présentés à la note 2 dans « Produits », « Ventes intersectorielles » et « Achats de pétrole brut et de produits ».
- (b) Les ventes de pétrole brut à des affiliés consolidés sont comptabilisées aux prix courants, selon les prix affichés aux gisements de production. Les ventes de liquides de gaz naturel à des affiliés consolidés sont comptabilisées à des prix qui pourraient être obtenus sur un marché concurrentiel avec des parties sans lien de dépendance.

Les montants indiqués à titre de frais engagés dans l'acquisition de terrains et les activités d'exploration et de mise en valeur comprennent les frais capitalisés et passés en charges durant l'exercice. Les frais engagés comprennent également les nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations établies au cours de l'exercice, ainsi que la hausse ou la baisse des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations résultant de changements de coûts estimatifs ou de la date d'abandon.

Frais engagés en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Coût des biens (a)			
Prouvés	—	—	—
Non prouvés	—	—	—
Coûts d'exploration	7	3	5
Coûts de mise en valeur	2 178	1 171	1 580
Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur	2 185	1 174	1 585

- (a) Les « coûts des biens » consistent en paiements de droits de prospection de pétrole et de gaz et en achat de réserves (les immobilisations corporelles et incorporelles acquises comme les usines à gaz, les installations de production et les frais afférents aux puits de production sont comprises dans « l'actif de production »). Les biens « prouvés » correspondent aux régions où des forages fructueux ont révélé un gisement pouvant être productif. Les biens « non prouvés » correspondent aux autres régions.

Coûts capitalisés

en millions de dollars canadiens	2025	2024
Coût des biens (a)		
Prouvés	1 839	1 840
Non prouvés	492	492
Actifs de production	42 789	41 034
Construction inachevée	2 872	2 555
Coût total capitalisé	47 992	45 921
Amortissement cumulé et épuisement	(23 032)	(21 247)
Coûts nets capitalisés	24 960	24 674

(a) Les « coûts des biens » consistent en paiements de droits de prospection de pétrole et de gaz et en achat de réserves (les immobilisations corporelles et incorporelles acquises comme les usines à gaz, les installations de production et les frais afférents aux puits de production sont comprises dans « l'actif de production »). Les biens « prouvés » correspondent aux régions où des forages fructueux ont révélé un gisement pouvant être productif. Les biens « non prouvés » correspondent aux autres régions.

Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés

Comme l'exige le FASB, la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés a été calculée à partir des prix moyens du premier jour du mois, des coûts en fin d'exercice, des taux d'imposition réglementaires et d'un facteur d'actualisation de 10 % appliqué aux réserves prouvées nettes. La mesure normalisée tient compte des frais liés aux obligations futures de démontage, d'abandon et de restauration. La compagnie estime que cette mesure normalisée ne constitue pas une estimation fiable des flux de trésorerie prévisionnels de la compagnie devant être générés par la mise en valeur et la production de ses biens pétroliers et gaziers ni de la valeur de ses réserves prouvées de pétrole et de gaz. Cette mesure normalisée repose sur certaines hypothèses prescrites, dont les prix moyens du premier jour du mois, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, de sorte que les flux de trésorerie peuvent varier considérablement d'un exercice à l'autre, au gré des fluctuations des prix.

Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Flux de trésorerie futurs	142 478	158 677	158 347
Coûts de production futurs	(79 939)	(88 061)	(101 640)
Coûts de mise en valeur futurs	(24 960)	(24 792)	(24 074)
Impôts sur les bénéfices futurs	(8 319)	(10 196)	(7 016)
Flux de trésorerie nets futurs	29 260	35 628	25 617
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(13 910)	(17 461)	(11 615)
Flux de trésorerie futurs actualisés	15 350	18 167	14 002

Variations de la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

en millions de dollars canadiens	2025	2024	2023
Solde au début de l'exercice	18 167	14 002	25 554
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts du pétrole et du gaz produits, déduction faite des frais de production	(4 775)	(6 041)	(4 918)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production (a)	(3 616)	7 134	(16 908)
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	—	—	58
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	1 642	1 191	1 182
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	1 085	1 788	2 146
Accroissement de l'actualisation	1 868	1 485	2 535
Variation nette des impôts sur les bénéfices	979	(1 392)	4 353
Variation nette	(2 817)	4 165	(11 552)
Solde en fin d'exercice	15 350	18 167	14 002

- (a) En vertu des règles de la SEC, les réserves de la compagnie doivent être calculées sur la base de la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois au cours de l'année de référence. Les flux de trésorerie nets futurs sont déterminés selon les réserves prouvées nettes figurant dans le tableau « Réserves prouvées nettes ».

Réserves prouvées nettes (a)

	Liquides (b)	Gaz naturel	Pétrole brut synthétique	Bitume	Total en équivalent pétrole (c)
	millions de barils	milliards de pieds cubes	millions de barils	millions de barils	millions de barils
Début de l'exercice 2023	4	72	353	1 824	2 193
Révisions	(2)	2	26	90	114
Récupération améliorée	—	—	—	—	—
(Vente) achat de réserves en place	—	(1)	—	—	—
Découvertes et extensions	—	—	—	—	—
Production	(2)	(12)	(25)	(103)	(132)
Fin de l'exercice 2023	—	61	354	1 811	2 175
Révisions	2	3	(35)	114	82
Récupération améliorée	—	—	—	—	—
(Vente) achat de réserves en place	—	—	—	—	—
Découvertes et extensions	—	—	—	—	—
Production	(2)	(11)	(23)	(109)	(136)
Fin de l'exercice 2024	—	53	296	1 816	2 121
Révisions	2	7	17	37	57
Récupération améliorée	—	—	—	—	—
(Vente) achat de réserves en place	—	—	—	—	—
Découvertes et extensions	—	—	—	—	—
Production	(2)	(11)	(25)	(113)	(142)
Fin de l'exercice 2025	—	49	288	1 740	2 036

Réserves prouvées nettes mises en valeur incluses ci-dessus, en date du

1 ^{er} janvier 2023	4	60	248	1 691	1 953
31 décembre 2023	—	53	242	1 706	1 957
31 décembre 2024	—	41	190	1 697	1 894
31 décembre 2025	—	41	288	1 641	1 936

Réserves prouvées nettes non mises en valeur incluses ci-dessus, en date du

1 ^{er} janvier 2023	—	12	105	133	240
31 décembre 2023	—	8	112	105	218
31 décembre 2024	—	12	106	119	227
31 décembre 2025	—	8	—	99	100

(a) Les réserves nettes correspondent à la part de la compagnie après déduction des parts des propriétaires ou gouvernements ou les deux. Toutes les réserves déclarées sont situées au Canada. Les réserves de gaz naturel sont calculées à une pression de 14,73 livres par pouce carré à 60 °F.

(b) Les liquides comprennent le pétrole brut et les liquides de gaz naturel (LGN). Les réserves prouvées de LGN ne sont pas importantes et sont donc incluses sous liquides.

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

Les informations qui précèdent décrivent les variations au cours des exercices et les soldes des réserves prouvées de pétrole et de gaz à la fin des exercices 2023, 2024 et 2025. Les définitions utilisées sont conformes à la règle 4-10(a) du règlement S-X de la SEC.

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz correspondent aux quantités de pétrole et de gaz pouvant être estimées avec une certitude raisonnable, après analyse des données géologiques et techniques, et pouvant être économiquement exploitables dans les années à venir à partir de gisements connus, et selon les conditions économiques, les méthodes d'exploitation et la réglementation gouvernementale existantes, avant que les contrats accordant les droits d'exploitation n'expirent. Dans certains cas, de nouveaux investissements

substantiels dans des puits supplémentaires et d'autres installations seront nécessaires pour récupérer ces réserves prouvées.

Conformément aux règles de la SEC, le volume des réserves de pétrole et de gaz à la fin des exercices, ainsi que le changement de classement des réserves figurant dans les tableaux des réserves prouvées, doivent être calculés sur la base des prix moyens au cours de la période de 12 mois précédant la fin de la période couverte par le rapport, déterminés comme la moyenne arithmétique non pondérée du prix du premier jour du mois pour chaque mois compris dans la période. Les quantités de ces réserves ont aussi été utilisées dans le calcul des taux d'amortissement par unité de production et celui de la mesure normalisée des flux de trésorerie nets actualisés.

Les révisions des volumes de réserves prouvées estimées précédemment pour les gisements existants peuvent être effectuées en raison de l'évaluation ou de la réévaluation de données existantes sur la géologie, les gisements ou la production, de nouvelles données sur la géologie, les gisements ou la production, ou des variations de la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois et/ou des coûts de fin d'année servant à calculer les réserves. Ces révisions peuvent aussi découler d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

En 2023, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume de 0,1 milliard de barils ont découlé d'une baisse des obligations de versement de redevances associées à des prix plus bas et à des révisions techniques mineures à Cold Lake et à Kearl. Une légère hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique est associée à une baisse des obligations de versement de redevances associées aux prix. Les réserves prouvées de liquides classiques ont diminué à zéro dans les conditions de prix et d'exploitation actuelles.

En 2024, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume de 0,1 milliard de barils ont principalement découlé des mises à jour du modèle géologique et de la densité des puits de Kearl, et des forages intercalaires de Cold Lake, cela étant partiellement contrebalancé par des réductions liées à l'augmentation des obligations de versement de redevances et des mises à jour de la limite de la fosse de Kearl. La diminution des réserves prouvées de pétrole synthétique est liée à l'approbation réglementaire de la stérilisation du minerai à Syncrude.

En 2025, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume ont découlé principalement de la planification de l'injection de vapeur, du forage de mise en valeur, du processus LASER à Cold Lake et d'une baisse des obligations de versement de redevances associées aux prix à Cold Lake et à Kearl. Une hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique est associée à une baisse de l'obligation de versement de redevances.

En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de la compagnie. Les décisions d'exploitation de la compagnie et ses perspectives pour les volumes de production ne sont pas touchées par les réserves prouvées déclarées en vertu des définitions de la SEC.

Pour déterminer les réserves prouvées nettes, on déduit la part prévue des propriétaires miniers ou des gouvernements, ou les deux. Pour les liquides et le gaz naturel, les réserves prouvées nettes sont basées sur les taux futurs de redevances estimés à la date à laquelle l'estimation a été faite en y incorporant les régimes de redevances des gouvernements applicables pour le pétrole et le gaz naturel. Pour ce qui est du bitume, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux de redevances moyens pour la durée restante des projets de Cold Lake et de Kearl en y incorporant le régime de redevances du gouvernement de l'Alberta pour les sables bitumineux. Pour ce qui est du pétrole brut synthétique, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux de redevances moyens pour la durée restante du projet en y incorporant le régime de redevances du gouvernement de l'Alberta pour les sables bitumineux. Dans chaque cas, les taux futurs de redevances peuvent varier selon la production, les prix et les coûts.

Les réserves prouvées nettes mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés par le biais des puits, des installations ou des activités minières existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation existants ou dans lesquels le coût de l'équipement requis est relativement peu élevé par rapport au coût d'un nouveau puits ou d'une nouvelle installation. Les réserves prouvées nettes non mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés à la suite d'investissements futurs pour forer de nouveaux puits, pour remettre des puits existants en production et/ou pour mettre en place des installations destinées à recueillir et à livrer la production de puits, d'installations et d'activités minières existants et futurs.

