



2021 états financiers annuels
et analyse de la direction





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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

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 2021. Renvoi au point 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.sedar.com, 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 Itée 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 prévisionnels. Les énoncés prospectifs peuvent être caractérisés par des termes comme croire, anticiper, avoir l'intention de, proposer, planifier, objectif, viser, projeter, prévoir, cibler, estimer, s'attendre à, stratégie, perspectives, calendrier, futur, continuer, probable, pouvoir, devoir, sera et d'autres termes semblables faisant référence à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport mentionnent notamment, sans toutefois s'y limiter, des renvois au fait d'être bien positionné pour participer à des investissements futurs et réduire le risque marchandise; les perspectives commerciales à long terme de la compagnie y compris en ce qui concerne la demande, l'offre, le bouquet et les voies énergétiques liées aux émissions de gaz à effet de serre; l'objectif de l'Impériale de réduire à zéro, d'ici 2050, les émissions nettes de gaz à effet de serre de niveau 1 et de niveau 2 et celui de réduire l'intensité des missions de gaz à effet de serre dans ses installations d'extraction de sables bitumineux pour 2023 et 2030; l'incidence de la participation à l'alliance Oil Sands Pathways to Net Zero; l'incertitude du marché et l'ampleur des effets continus de la pandémie de COVID-19 sur l'activité économique, sur l'offre et sur la demande; l'incidence des mesures prises par la compagnie en réponse à la COVID-19; l'inflation et l'incertitude liée à la reprise économique à l'échelle mondiale ainsi que la capacité de la compagnie à atténuer les répercussions sur les coûts qui s'ensuivent; la croissance du segment, les stratégies concurrentielles et les avantages d'un modèle commercial intégré; 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; l'évaluation continue des occasions, comme les expéditions par rail et le rythme d'exécution du projet d'Aspen; les répercussions des stratégies du secteur Aval et de la position concurrentielle; les répercussions potentielles des risques environnementaux, de la politique du carbone, des réglementations liées au changement climatique et des mandats sur les biocarburants; les avantages pour le secteur des Produits chimiques de l'intégration avec la raffinerie de Sarnia et de la relation avec ExxonMobil; la structure du capital et la solidité financière en tant qu'avantage concurrentiel, pour atténuer les risques et répondre aux besoins de financement; les dépenses en immobilisations prévues pour l'année 2022 d'environ 1,4 milliard de dollars; la sensibilité des résultats; les risques liés à l'utilisation d'instruments dérivés; et l'effet de tout litige en instance, des normes comptables et des économies d'impôts non comptabilisées.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles de la compagnie au moment où les énoncés sont faits. Les résultats financiers et d'exploitation futurs réels, y compris les attentes et les hypothèses concernant la demande, l'offre et le bouquet énergétiques futurs; les prix des matières premières, les taux de change et les conditions générales du marché; les taux, la croissance et la composition de la production de divers actifs; les plans de projet, l'échéancier, les coûts, les évaluations techniques et les capacités et l'aptitude de la compagnie à exécuter efficacement ces plans et à exploiter ses actifs; la durée de vie de la production, la récupération des ressources et le rendement des gisements ; les plans d'atténuation du risque climatique et la résilience de la stratégie de la compagnie face aux diverses voies de transition énergétique de la société; l'adoption et les incidences de nouvelles installations ou technologies sur l'efficacité du capital, la production et la réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre, notamment le recours aux technologies de prochaine génération comme le remplacement par des solvants du processus à vapeur à forte intensité d'énergie à Cold Lake, la récupération de la chaleur du gaz combustible de la chaudière à Kearn et le complexe de production de diesel renouvelable à Strathcona ainsi que le soutien et la promotion de solutions de captage et de stockage du carbone, et tout changement dans la portée, les modalités et les coûts de ces projets; le volume et le rythme des réductions d'émissions; l'appui des responsables des politiques et d'autres intervenants en ce qui concerne les nouvelles technologies comme le captage et le stockage du carbone; les lois et les politiques gouvernementales applicables, notamment en matière de fiscalité, de restrictions en réponse à la COVID-19, de changements climatiques et de réductions des émissions de gaz à effet de serre; la réception des approbations réglementaires; le rendement des tiers fournisseurs de services; l'utilisation de la capacité de raffinage et les ventes de produits; la génération de trésorerie, les sources de financement et la structure du capital, comme les dividendes et les rendements pour les actionnaires, y compris les échéanciers et les montants de rachat d'actions; les dépenses en capital et liées à l'environnement; l'évolution de la COVID-19 et ses répercussions sur la capacité de l'Impériale à exploiter ses actifs; la capacité de la compagnie à exécuter efficacement ses plans de continuité des activités et à mener ses activités d'intervention en cas de pandémie pourrait 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, d'autres conditions du marché ou conditions économiques ainsi que la demande qui en résulte, de même que les répercussions sur les différentiels de prix et les marges qui en découlent; le transport pour accéder aux marchés; les événements politiques ou réglementaires, y compris les modifications apportées aux lois ou aux politiques gouvernementales, aux taux de redevances applicables, aux lois fiscales et aux mesures prises en réponse à la COVID-19; les risques environnementaux inhérents aux activités pétrolière et gazière; la réglementation environnementale, comprenant les changements climatiques, les règlements concernant les gaz à effet de serre et les changements à ces règlements; les échecs ou les retards dans les politiques et développements de marchés favorables aux nouvelles technologies à faibles émissions de carbone; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces; l'opposition des tiers aux activités, aux projets et aux infrastructures de la compagnie et des fournisseurs de services; la disponibilité et la répartition du capital; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, compte tenu notamment des restrictions liées à la COVID-19; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; l'efficacité de la gestion et la préparation aux catastrophes, y compris les plans de continuité des activités en réponse à la COVID-19; les négociations commerciales; la gestion des projets et les échéanciers et l'achèvement à temps des projets; les développements technologiques inattendus; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, y compris en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, et la capacité de mettre les nouvelles technologies à l'échelle commerciale sur une base concurrentielle pour ce qui est des coûts; 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; les taux de change; le rythme de la reprise économique régionale et mondiale après la pandémie de COVID-19 et l'apparition et la gravité d'autres éclosions et variants; les conditions économiques générales, y compris récessions économiques et durée de celles-ci ; 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 présent rapport annuel sur le formulaire 10-K.

Les énoncés prévisionnels ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, qui sont parfois similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières, parfois exclusifs à la Compagnie pétrolière Impériale Limitée. Les résultats réels de la Compagnie pétrolière Impériale Limitée peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prévisionnels, et les lecteurs sont priés de ne pas s'y fier aveuglément. La Compagnie pétrolière Impériale Limitée ne s'engage aucunement à publier une mise à jour de toute révision des prévisions contenues aux présentes, sauf si la loi l'exige.

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, puisque ces scénarios reposent sur des hypothèses pour divers paramètres, les résultats qu'ils présentent sont extrêmement incertains. Par exemple, l'Agence internationale de l'énergie décrit son scénario de carboneutralité comme extrêmement complexe en raison des efforts sans précédent qu'il exige en matière d'innovation, de collaboration internationale ainsi que d'appui et de participation soutenus chez les consommateurs. 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, mais leur qualité et leur résilience peuvent être vérifiées indirectement par rapport à différentes hypothèses et à différents scénarios. 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.

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 | 8 |
| Aperçu | 8 |
| Contexte commercial | 9 |
| Résultats commerciaux | 13 |
| Situation de trésorerie et sources de financement | 24 |
| Dépenses en immobilisations et frais d'exploration | 27 |
| Risques liés au marché | 28 |
| Estimations comptables critiques | 30 |
| Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière | 38 |
| Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant | 39 |
| État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis) | 42 |
| État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis) | 43 |
| Bilan consolidé (PCGR des États-Unis) | 44 |
| État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis) | 45 |
| État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis) | 46 |
| Notes aux états financiers consolidés | 47 |
| 1. Résumé des principales politiques comptables | 47 |
| 2. Secteurs d'activité | 54 |
| 3. Impôts sur le bénéfice | 56 |
| 4. Avantages de retraite | 57 |
| 5. Autres obligations à long terme | 62 |
| 6. Produits dérivés et instruments financiers | 63 |
| 7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions | 65 |
| 8. Revenus de placement et d'autres sources | 66 |
| 9. Litiges et autres provisions | 66 |
| 10. Actions ordinaires | 67 |
| 11. Informations financières diverses | 68 |
| 12. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts | 69 |
| 13. Contrats de location | 70 |
| 14. Dette à long terme | 73 |
| 15. Comptabilité des coûts des puits d'exploration suspendus | 73 |
| 16. Transactions avec des apparentés | 74 |
| 17. Autres éléments du résultat étendu (perte) | 75 |
| Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration/production de pétrole et de gaz (hors audit) | 76 |

Informations financières (PCGR des États-Unis)

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------------|---------|--------|
| Revenus | 37 508 | 22 284 | 34 002 |
| Bénéfice (perte) net : | | | |
| Secteur Amont | 1 395 | (2 318) | 1 348 |
| Secteur Aval | 895 | 553 | 961 |
| Produits chimiques | 361 | 78 | 108 |
| Comptes non sectoriels et autres | (172) | (170) | (217) |
| Bénéfice (perte) net | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice | 2 153 | 771 | 1 718 |
| Total de l'actif en fin d'exercice | 40 782 | 38 031 | 42 187 |
| Dette à long terme en fin d'exercice | 5 054 | 4 957 | 4 961 |
| Total de la dette en fin d'exercice | 5 176 | 5 184 | 5 190 |
| Autres obligations à long terme en fin d'exercice | 3 897 | 4 100 | 3 637 |
| Capitaux propres en fin d'exercice | 21 735 | 21 418 | 24 276 |
| Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation | 5 476 | 798 | 4 429 |
| Informations par action (en dollars canadiens) | | | |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base | 3,48 | (2,53) | 2,88 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué | 3,48 | (2,53) | 2,88 |
| Dividendes par action ordinaire – annoncés | 1,03 | 0,88 | 0,85 |

Terminologie

Les expressions définies ci-dessous sont fréquemment utilisées chez l'Impériale dans ses principaux indicateurs de rendement financier et de gestion commerciale. Ces définitions sont offertes pour faciliter la compréhension des indicateurs et de la façon dont ils sont calculés. Ces mesures 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 d'« autres mesures financières » en vertu du Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et les autres mesures financières des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

Le rapprochement de ces mesures financières et de la mesure financière 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|----------------|---------|---------|
| Extrait du bilan consolidé | | | |
| Utilisations dans l'entreprise : perspective de l'actif et du passif | | | |
| Total de l'actif | 40 782 | 38 031 | 42 187 |
| Moins : Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts | (5 432) | (3 153) | (4 366) |
| Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme | (8 439) | (8 276) | (8 355) |
| Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire | 20 | 26 | 24 |
| Total du capital utilisé | 26 931 | 26 628 | 29 490 |
| Total des sources de l'entreprise : Perspective de la dette et des capitaux propres | | | |
| Billets et emprunts | 122 | 227 | 229 |
| Dette à long terme | 5 054 | 4 957 | 4 961 |
| Capitaux propres | 21 735 | 21 418 | 24 276 |
| Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire | 20 | 26 | 24 |
| Total du capital utilisé | 26 931 | 26 628 | 29 490 |

Rendement du capital moyen utilisé (RCMU)

Le RCMU est un ratio non conforme aux PCGR. Sous la perspective des secteurs d'activité de l'entreprise, le RCMU correspond au bénéfice net annuel du secteur divisé par le capital moyen utilisé dans ce secteur (moyenne des montants de début et de fin d'année). Le bénéfice net d'un secteur d'activité 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. 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. 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------|---------|--------|
| Extrait de l'état consolidé des résultats | | | |
| Bénéfice (perte) net | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Financement (après impôts), incluant la part de l'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire | 40 | 52 | 66 |
| Bénéfice (perte) net à l'exclusion du financement | 2 519 | (1 805) | 2 266 |
| Capital moyen utilisé | 26 780 | 28 059 | 29 591 |
| Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise | 9,4 | (6,4) | 7,7 |

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|------|-------|
| Extrait de l'état consolidé des flux de trésorerie | | | |
| Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation | 5 476 | 798 | 4 429 |
| Produits de la vente d'actifs | 81 | 82 | 82 |
| Total des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs | 5 557 | 880 | 4 511 |

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 calculés 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------------|--------|--------|
| Extrait de l'état consolidé des résultats | | | |
| Total des dépenses | 34 307 | 24 796 | 32 055 |
| Moins : | | | |
| Achats de pétrole brut et de produits | 23 174 | 13 293 | 20 946 |
| Taxe d'accise fédérale et frais de carburant | 1 928 | 1 736 | 1 808 |
| Financement | 54 | 64 | 93 |
| Sous-total | 25 156 | 15 093 | 22 847 |
| Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire | 61 | 64 | 76 |
| Total des coûts d'exploitation | 9 212 | 9 767 | 9 284 |

Composants des coûts d'exploitation

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|-------|-------|
| Extrait de l'état consolidé des résultats | | | |
| Production et fabrication | 6 316 | 5 535 | 6 520 |
| Frais de vente et frais généraux | 784 | 741 | 900 |
| Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) | 1 977 | 3 293 | 1 598 |
| Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite | 42 | 121 | 143 |
| Exploration | 32 | 13 | 47 |
| Sous-total | 9 151 | 9 703 | 9 208 |
| Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire | 61 | 64 | 76 |
| Total des coûts d'exploitation | 9 212 | 9 767 | 9 284 |

Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés

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

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

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Extrait de l'état consolidé des résultats | | | |
| Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Moins les éléments identifiés compris dans le bénéfice (perte) net | | | |
| Pertes de valeur | - | (1 171) | - |
| Ajustements d'impôt | - | - | 662 |
| Sous-total des éléments identifiés | - | (1 171) | 662 |
| Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés | 2 479 | (686) | 1 538 |

Rapport de gestion

Aperçu

La discussion et l'analyse ci-dessous des résultats financiers de l'Impériale, 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 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.

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. La compagnie exploite les segments d'activité Amont, Aval, Produits chimiques et Comptes non sectoriels et autres. 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 l'Impériale 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 plan d'entreprise est un processus de gestion annuel fondamental qui sert à l'établissement des objectifs d'exploitation et d'investissement, et à l'élaboration des hypothèses économiques servant à évaluer les investissements. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande énergétiques à la base du plan d'entreprise sont fondées sur les *Perspectives énergétiques* d'Exxon Mobil et les prévisions de volume selon ce plan reposent sur les profils de production des gisements, qui sont mis à jour annuellement. Les fourchettes des cours du pétrole brut, du gaz naturel, 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 reposent sur les hypothèses du plan d'entreprise élaborées annuellement et sont utilisées aux fins d'évaluation des investissements. Des possibilités d'investissement majeur sont évaluées selon une myriade de conditions économiques éventuelles. Une fois les investissements majeurs réalisés, un processus de réévaluation est lancé pour garantir que les enseignements pertinents seront retenus et que les améliorations nécessaires seront apportées aux projets futurs.

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.

Contexte commercial

Perspectives à long terme

Les « perspectives à long terme » sont fondées sur *Perspectives énergétiques* 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 l'entreprise.

La compagnie planifie ses affaires en se basant sur sa compréhension approfondie des facteurs énergétiques fondamentaux à long terme. Ces facteurs fondamentaux comprennent les tendances en matière d'offre et de demande énergétiques, 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 faibles émissions de carbone, les technologies de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les politiques gouvernementales de soutien. Selon les Perspectives énergétiques, 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 énergétiques 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. De plus, les Perspectives envisagent différents scénarios, y compris certains peu probables, afin d'éclairer les points de vue au sujet de l'avenir et d'approfondir la réflexion stratégique au fil du temps. Parmi ceux-ci, notons celui d'un réchauffement inférieur à 2 °C du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat et celui de carboneutralité d'ici 2050 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Afin d'évaluer efficacement le rythme de cette évolution, ExxonMobil utilise de nombreux scénarios pour déceler les signes qui permettront d'offrir des indicateurs clés des développements futurs et de s'ajuster en temps utile au contact. L'AIE qualifie de très complexe son scénario de carboneutralité, car l'atteinte de cet objectif exige que toutes les parties prenantes – gouvernements, entreprises, investisseurs et citoyens – agissent cette année et chaque année par la suite. Le scénario présume des gains durables et sans précédent en matière d'efficacité énergétique, d'innovation et de transfert de technologies, ainsi que des investissements à faibles émissions et une politique de réduction des gaz à effet de serre coordonnée à l'échelle mondiale. L'AIE reconnaît que la société ne s'est pas engagée sur la voie de la carboneutralité envisagée par son scénario.

Selon les projections, d'ici à 2050, la population mondiale devrait atteindre à peu près 9,7 milliards d'habitants, soit environ 2 milliards de personnes de plus qu'en 2019. Parallèlement à cette augmentation de la population, la compagnie prévoit une croissance de l'économie mondiale de près de 2,5 % par an en moyenne, la production économique grimant d'environ 125 % d'ici 2050 par rapport à 2019. 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 près de 15 % entre 2019 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)).

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 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 2019 et 2050, la demande mondiale d'électricité augmentera de près de 75 %, 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 et approcher 15 % de l'électricité mondiale, contre près de 35 % en 2019, 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 au changement climatique. De 2019 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 plus de 600 %, ce qui aidera les énergies renouvelables (y compris les autres sources d'énergie, c'est-à-dire l'hydroélectricité) à représenter environ 80 % de l'augmentation de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2050. Le total des énergies renouvelables devrait atteindre environ 50 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2050. Le gaz naturel et l'énergie nucléaire devraient également voir leur part augmenter jusqu'en 2050, atteignant respectivement plus de 25 % et environ 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.

Les Perspectives estiment que de 2019 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 40 % 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 vers 2025, puis retomber à des niveaux observés au début des années 2000 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 75 %. D'ici à 2050, les véhicules légers devraient représenter environ 15 % de la demande mondiale de carburants liquides. Durant cette même période, les carburants liquides, y compris les biocarburants, étant abondants et produisant une grande quantité d'énergie pour un petit volume, la majorité des parcs de véhicules commerciaux du monde devraient continuer à en dépendre.

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 environ 114 millions de barils d'équivalent pétrole par jour, soit environ 14 % de plus qu'en 2019. La demande mondiale de carburants liquides dans les pays n'appartenant pas à l'OCDE devrait atteindre près de 70 % d'ici à 2050, et la demande de carburants liquides dans les pays de l'OCDE devrait diminuer de plus de 20 %. 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 nouvelles 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. Grâce aux avancées techniques qui continuent d'élargir l'offre d'approvisionnement économique et faible en carbone, les ressources mondiales seront suffisantes pour combler la demande projetée jusqu'en 2050. Toutefois, il demeure essentiel d'investir en temps opportun pour répondre aux besoins mondiaux par un approvisionnement fiable et abordable.

Le gaz naturel étant un combustible moins polluant, polyvalent et pratique aux applications multiples, il sera le combustible, parmi tous les types d'énergie primaire, qui devrait connaître la plus forte croissance entre 2019 et 2050, satisfaisant environ 55 % de la croissance de la demande énergétique mondiale. De 2019 à 2050, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter de près de 35 %, plus de la moitié de cette augmentation devant avoir lieu dans la région Asie-Pacifique. Une croissance importante des sources d'approvisionnement en gaz non classique – le gaz naturel présent trouve dans le schiste argileux et d'autres formations rocheuses étanches – contribuera à combler ces besoins. Au total, environ 50 % 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 devrait conserver le devant de la scène, assurant plus de deux tiers de la demande mondiale en 2050. Le commerce du gaz naturel liquéfié (GNL) prendra de plus en plus d'ampleur, satisfaisant environ 40 % 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 en constituant près de 30 % en 2050, il demeurera la principale forme d'énergie. Actuellement, le charbon est la deuxième forme d'énergie en importance, mais il va probablement céder sa place au gaz naturel au cours des prochaines années. 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. L'énergie nucléaire devrait connaître une forte 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, la part combinée de l'énergie biomassique, hydraulique et géothermique comptant pour plus de 10 %. De 2019 à 2050, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants devrait bondir de plus de 420 % et devrait approcher 10 % environ du bouquet énergétique mondial.

Pour répondre à cette demande prévue par les Perspectives, 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. Cela reflète un aspect fondamental de l'industrie du pétrole et du gaz naturel, comme le décrit l'Agence internationale de l'énergie (AIE) dans ses *Perspectives énergétiques mondiales 2021*.

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 l'Impériale des coûts potentiels relativement aux émissions de gaz à effet de serre cadre avec les règlements provinciaux et fédéraux applicables. De plus, l'Impériale utilise comme base les *Perspectives énergétiques* d'ExxonMobil, 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), à Paris, a fixé de nombreux nouveaux objectifs, et plusieurs politiques connexes continuent d'être élaborées. Les *Perspectives énergétiques* illustrent un milieu où les politiques climatiques sont de plus en plus strictes et cadrent avec le regroupement mondial des contributions déterminées au niveau national (CDN), disponible à la fin de 2020, présentées par les signataires de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) de l'Accord de Paris 2015. Les *Perspectives énergétiques* cherchent à recenser les répercussions potentielles des politiques climatiques qui ciblent souvent des secteurs particuliers. Le document estime ces répercussions sur la demande d'énergie des consommateurs à l'aide de divers hypothèses et outils, notamment, selon le secteur et lorsque la situation s'y prête, l'attribution d'un coût indirect au carbone ou l'évaluation de politiques ciblées (c.-à-d., les normes d'économie de carburant automobile). Tandis que les 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 CDN que les pays ont déposés à l'occasion de la COP-26 de Glasgow en novembre 2021, 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 cet exposé des « Perspectives commerciales à long terme » comprennent des estimations et des prévisions internes reposant sur des données et analyses maison d'ExxonMobil ainsi que sur des informations publiques provenant de sources externes, y compris l'Agence internationale de l'énergie.

Promouvoir des solutions climatiques

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.

L'Impériale a comme objectif de réduire à zéro, d'ici 2050, les émissions nettes de gaz à effet de serre de niveau 1 et de niveau 2 dans ses installations d'extraction de sables bitumineux afin de contribuer à la réalisation de l'engagement du Canada à atteindre la carboneutralité. D'ici la fin de 2030, conformément à son ambition, l'Impériale s'attend à avoir réduit de 30 %, par rapport aux niveaux de 2016, l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de niveau 1 et de niveau 2 à ses installations d'extraction de sables bitumineux. La compagnie prévoit y parvenir en implantant à ses usines de Cold Lake des technologies de prochaine génération générant moins d'émissions de gaz à effet de serre, en améliorant l'efficacité dans ses installations et en recourant au captage et au stockage de carbone. À court terme, la compagnie demeure en bonne voie d'atteindre son objectif antérieur de réduction de 10 %, par rapport aux niveaux de 2016, de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de niveau 1 et de niveau 2 à ses installations d'extraction de sables bitumineux d'ici la fin de 2023. En juin, l'Impériale et ses homologues de l'industrie ont annoncé le lancement de l'alliance Oil Sands Pathways to Net Zero. L'objectif de cette alliance unique, en collaboration avec le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta, est la carboneutralité de l'exploitation des sables bitumineux d'ici 2050 pour aider le Canada à atteindre ses objectifs de lutte contre les changements climatiques.

Contexte commercial actuel

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

En 2021, la demande de produits pétroliers et pétrochimiques a continué de se rétablir et les résultats financiers de la compagnie ont bénéficié de prix et de marges plus robustes, plus particulièrement en ce qui concerne les prix du pétrole brut et du gaz naturel et les marges sur les produits chimiques. La compagnie continue de surveiller de près l'industrie et les conditions économiques mondiales dans un contexte de reprise mondiale inégale après la pandémie de COVID-19, cette dernière ayant causé des incertitudes sans précédent dans les perspectives économiques à court terme, y compris en ce qui concerne la reprise en question.

De façon générale, le taux d'inflation au Canada et dans de nombreux autres pays a brièvement reculé au début de la pandémie. Cependant, les taux d'inflation ont augmenté en 2021 dans les principales économies, atteignant dans certaines régions des sommets inégalés depuis plusieurs décennies, en raison surtout des déséquilibres généralisés entre l'offre et la demande observés lors de la reprise post-pandémie. Les causes sous-jacentes comprennent notamment les perturbations dans la chaîne d'approvisionnement mondiale, les goulots d'étranglement dans l'expédition, les contraintes sur le marché du travail ainsi que les effets secondaires de l'expansion monétaire et de l'expansion fiscale. À l'échelle mondiale, la reprise reste inégale et les incertitudes demeurent. Les prix des services et des matériaux continuent de varier en réponse à l'évolution rapide des marchés des matières premières, de l'activité industrielle et des politiques gouvernementales, une situation qui se reflète dans les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations. La compagnie surveille de près les tendances du marché et s'efforce d'atténuer les répercussions sur les coûts dans tous les contextes de prix en réalisant des économies d'échelle dans ses activités d'approvisionnement mondial, en adoptant des pratiques de gestion efficace des projets et en améliorant la productivité.

Résultats commerciaux

Résultats consolidés

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|-------|---------|-------|
| Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Éléments identifiés compris dans le bénéfice (perte) net (a) | | | |
| Pertes de valeur | - | (1 171) | - |
| Ajustements d'impôt | - | - | 662 |
| Sous-total des éléments identifiés | - | (1 171) | 662 |
| Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés (a) | 2 479 | (686) | 1 538 |

(a) Le bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés est une mesure financière non conforme aux PCGR; voir la section « Terminologie » (page 3).

2021

Le bénéfice net en 2021 s'est élevé à 2 479 millions de dollars ou 3,48 dollars par action sur une base diluée, comparativement à une perte nette de 1 857 millions de dollars ou 2,53 dollars par action en 2020. Les résultats de l'exercice précédent tiennent compte d'éléments identifiés¹ défavorables de 1 171 millions de dollars liés à la décision de la compagnie de ne plus exploiter une bonne partie de son portefeuille d'actifs non conventionnels.

2020

La perte nette en 2020 s'est établie à 1 857 millions de dollars ou 2,53 dollars par action sur une base diluée, comparativement à un bénéfice net de 2 200 millions de dollars ou 2,88 dollars par action en 2019. Les résultats de l'exercice en cours tiennent compte d'une charge de dépréciation hors trésorerie de 1 171 millions de dollars après impôts, liée à la décision de la compagnie de ne plus exploiter une bonne partie de son portefeuille d'actifs non conventionnels. Les résultats de 2019 tiennent compte de l'incidence favorable, surtout hors trésorerie, de 662 millions de dollars liée à la réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta.

¹mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » à la page 3 pour la définition et le rapprochement

Secteur Amont

Aperçu

L'Impériale produit du pétrole brut et du gaz naturel destinés principalement au marché nord-américain. Les stratégies commerciales de l'Impériale 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 portefeuille actuel, et à apporter des améliorations durables quant à l'efficacité et l'efficacités 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.

L'Impériale 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 puissent varier au fil des années, elle se concentre 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 ». L'Impériale évalue continuellement les possibilités, notamment les expéditions du pétrole brut par chemin de fer et le rythme de développement de son projet de sables bitumineux in situ d'Aspen, si les conditions économiques les justifient.

L'environnement industriel du secteur Amont a toujours connu des périodes de grande volatilité des prix. La demande du marché et les prix ont affiché un recul marqué au cours du premier semestre de 2020, principalement en raison de la pandémie de COVID-19. Cette chute a été suivie par une embellie au deuxième semestre de 2020, qui s'est poursuivie tout au long de 2021 alors que le rééquilibrage de l'offre et de la demande entraînait un raffermissement des prix. 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 volatilité des écarts de prix peut pousser les gouvernements à intervenir, comme en 2019 lorsque le gouvernement de l'Alberta a imposé aux grands producteurs une réglementation relative à la réduction obligatoire temporaire de la production. L'obligation de réduction a été éliminée en décembre 2020 et le pouvoir réglementaire permettant d'imposer une telle mesure a été abrogé à la fin de 2021.

L'Impériale 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, les gouvernements et d'autres facteurs peuvent influencer considérablement sur les prix. Pour gérer les risques liés aux prix, l'Impériale teste la résilience de ses plans annuels et de tous les investissements majeurs selon différents scénarios de prix.

Événements clés

En 2021, la demande de produits pétroliers et pétrochimiques a continué de se rétablir et les résultats financiers de la compagnie ont bénéficié de prix et de marges plus robustes comparativement à l'exercice précédent. La compagnie continue de surveiller de près l'industrie et les conditions économiques mondiales, y compris la reprise après la pandémie de COVID-19.

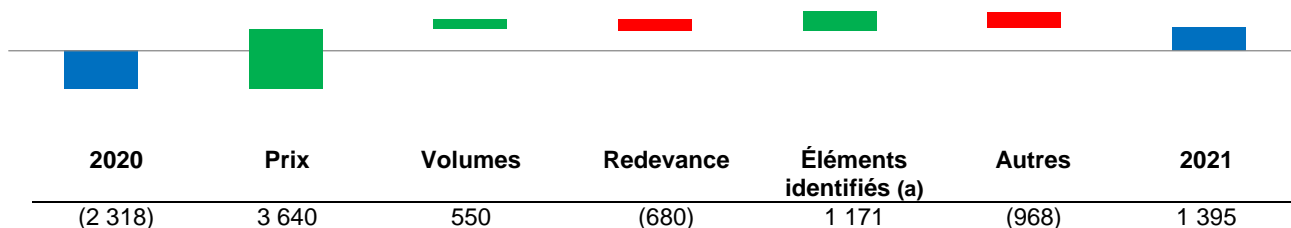
Le rendement des actifs du secteur Amont a été conforme ou supérieur aux attentes en 2021. La compagnie a continué de tirer profit des mesures prises en 2020 pour réduire sa structure de coûts et accroître la fiabilité de ses actifs, mesures qui ont permis au secteur Amont d'augmenter sa valeur et de bénéficier de l'amélioration du contexte commercial tout au long de 2021.

Ce secteur a d'ailleurs réalisé sa production la plus élevée en plus de 30 ans, aidé en cela par une production brute totale record de 263 000 barils par jour à Kearl (la part de l'Impériale se chiffrant à 186 000 barils). La compagnie a ajusté ses activités d'entretien planifié et de révision à Kearl un an plus tôt que prévu, éliminant sa révision d'automne et passant à une période de révision par année.

En 2021, la production brute à Cold Lake a été d'environ 140 000 barils par jour, grâce aux efforts continus visant à optimiser la production et à améliorer la fiabilité.

Comme décrit plus en détail sous la rubrique 1A, « Facteurs de risque », les risques environnementaux, les réglementations liées au climat ainsi que la COVID-19 pourraient avoir des effets négatifs sur les activités du secteur Amont.

Résultats d'exploitation
Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2021
en millions de dollars canadiens



(a) Les éléments identifiés sont une mesure financière non conforme aux PCGR; voir la section « Terminologie » (page 3).

Prix : Les prix de vente plus élevés ont fait grimper le bénéfice net d'environ 3 640 millions de dollars, principalement en raison de la hausse de 32,22 dollars le baril des prix moyens touchés pour le bitume et de la hausse de 31,85 dollars le baril des prix de vente du pétrole synthétique.

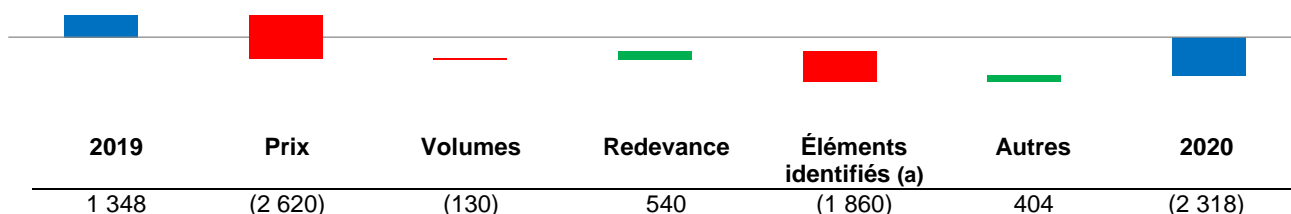
Volumes : La hausse des volumes, principalement liée à l'absence d'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché apparue en 2020, a entraîné une augmentation du bénéfice net d'environ 550 millions de dollars.

Redevance : L'augmentation des redevances a fait baisser le bénéfice net d'environ 680 millions de dollars, principalement en raison de la hausse des prix des matières premières.

Éléments identifiés¹ : Les résultats de l'exercice précédent tenaient compte d'éléments identifiés¹ défavorables de 1 171 millions de dollars liés à la décision de la compagnie de ne plus exploiter une bonne partie de son portefeuille d'actifs non conventionnels.

Autres : Tous les autres éléments ont réduit le bénéfice net de 968 millions de dollars, principalement en raison de frais d'exploitation plus élevés d'environ 720 millions de dollars, d'effets de change défavorables d'environ 230 millions de dollars et d'une Subvention salariale d'urgence du Canada d'environ 60 millions de dollars inférieure à celle reçue l'an dernier par la compagnie, qui comprend la part proportionnelle de l'Impériale dans une coentreprise.

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2020
en millions de dollars canadiens



(a) Les éléments identifiés sont une mesure financière non conforme aux PCGR; voir la section « Terminologie » (page 3).

Prix – La baisse des prix a fait chuter le bénéfice net d'environ 2 620 millions de dollars.

Volumes – La baisse des volumes a fait chuter le bénéfice net d'environ 130 millions de dollars.

Redevance – La baisse des redevances a fait grimper le bénéfice net d'environ 540 millions de dollars.

Éléments identifiés¹ – Charge de dépréciation hors trésorerie de 1 171 millions de dollars liée à la décision de la compagnie de ne plus exploiter une bonne partie de son portefeuille d'actifs non classiques. Absence de l'incidence favorable de 689 millions de dollars liée à la réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta en 2019

¹mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » à la page 3 pour la définition et le rapprochement

Autres – Tous les autres éléments ont fait grimper le bénéfice net de 404 millions de dollars, principalement les charges d'exploitation moins élevées d'environ 250 millions de dollars, les effets de change favorables d'environ 100 millions de dollars et environ 70 millions de dollars liés à la Subvention salariale d'urgence du Canada (SSUC) reçue par la compagnie qui comprend la part proportionnelle de l'Impériale dans une coentreprise.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

| En millions de dollars canadiens, sauf indication contraire | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|-------|-------|
| West Texas Intermediate (en dollars américains) (le baril) | 68,05 | 39,26 | 57,03 |
| Western Canada Select (en dollars américains) (le baril) | 54,96 | 26,87 | 44,29 |
| Écart entre WTI et WCS (en dollars américains) (le baril) | 13,09 | 12,39 | 12,74 |
| Bitume (le baril) | 57,91 | 25,69 | 50,02 |
| Pétrole synthétique (le baril) | 81,61 | 49,76 | 74,47 |
| Pétrole brut classique (le baril) | 59,84 | 29,34 | 51,81 |
| Liquides de gaz naturel (le baril) | 35,87 | 13,85 | 22,83 |
| Gaz naturel (le millier de pieds cubes) | 3,83 | 1,90 | 2,05 |
| Taux de change moyen (en dollars américains) | 0,80 | 0,75 | 0,75 |

2021

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté en 2021, de manière essentiellement conforme au Western Canada Select. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique a augmenté de façon générale conformément au WTI, rajusté pour tenir compte des variations des taux de change et des frais de transport.

2020

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a diminué en 2020, principalement en raison de la diminution du WCS. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique a diminué de façon générale conformément au WTI, rajusté pour tenir compte des variations des taux de change et des frais de transport.

Pétrole brut et liquides de gaz naturel (LGN) – Production et ventes (a)

| en milliers de barils par jour | 2021 | | 2020 | | 2019 | |
|--|------------|------------|------|-----|------|-----|
| | brut | net | brut | net | brut | net |
| Bitume | 326 | 292 | 290 | 279 | 285 | 254 |
| Pétrole synthétique (b) | 71 | 62 | 69 | 68 | 73 | 65 |
| Pétrole brut classique | 10 | 9 | 11 | 10 | 14 | 13 |
| Total de la production de pétrole brut | 407 | 363 | 370 | 357 | 372 | 332 |
| LGN mis en vente | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 |
| Total de la production de pétrole brut et de LGN | 408 | 364 | 372 | 359 | 374 | 333 |
| Ventes de bitume, diluant compris (c) | 451 | | 401 | | 387 | |
| Ventes de LGN (d) | - | | 2 | | 6 | |

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

| en millions de pieds cubes par jour | 2021 | | 2020 | | 2019 | |
|-------------------------------------|------------|------------|------|-----|------|-----|
| | brut | net | brut | net | brut | net |
| Production (e) (f) | 120 | 115 | 154 | 150 | 145 | 144 |
| Production mise en vente (g) | | 81 | | 115 | | 108 |

- (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.
- (c) Le diluant est un condensat de gaz naturel ou un autre hydrocarbure léger ajouté au bitume brut pour en faciliter le transport par pipeline et par train en vue de sa commercialisation.
- (d) Ventes de LGN de 2021 arrondies à zéro.
- (e) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.
- (f) 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.
- (g) Comprend les ventes de la quote-part de la compagnie dans la production nette et exclut les quantités consommées en interne.

2021

La hausse de la production à Kearn est essentiellement due à l'absence de l'équilibrage de la production par rapport à la demande du marché de l'année précédente.

2020

Kearn a réalisé la production annuelle la plus importante dans l'histoire des actifs. La hausse de la production s'explique par l'ajout d'installations de concassage supplémentaires en 2020, partiellement compensée par le fait que la production à court terme a été équilibrée par rapport à la demande grâce à l'avancement et à la prolongation des activités de révision planifiées.

Secteur Aval

Aperçu

Le secteur Aval de l'Impériale 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 l'Impériale, 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 l'Impériale, à investir avec discernement en vue d'obtenir un rendement solide et avantageux, et à fournir des produits et services de qualité, à valeur ajoutée et différenciés aux clients.

Au Canada, l'Impériale possède et exploite trois raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 428 000 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 les conditions météorologiques et politiques. L'intégration complète de la chaîne de valeur de l'Impériale, du raffinage à la commercialisation, accroît la valeur globale du secteur des carburants.

Événements clés

En 2021, la demande de produits pétroliers a continué de se rétablir et les résultats financiers du secteur Aval ont bénéficié de marges plus robustes. La compagnie continue de surveiller de près l'industrie et les conditions économiques mondiales, y compris la reprise après la pandémie de COVID-19.

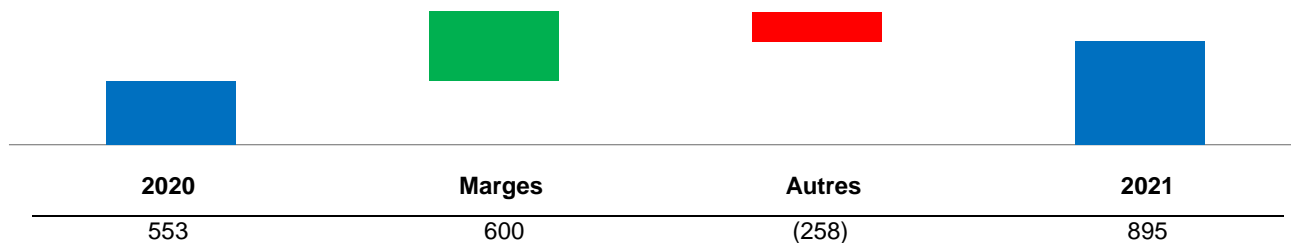
Comme décrit plus en détail sous la rubrique 1A. « Les facteurs de risque », la politique proposée sur le carbone et d'autres contraintes réglementaires sur le changement climatique, ainsi que la continuité des mandats sur les biocarburants pourraient avoir une incidence négative sur le secteur Aval.

L'Impériale fournit des produits pétroliers aux automobilistes par l'intermédiaire de stations-service de marque Esso et Mobil et de distributeurs indépendants. À la fin de 2021, la compagnie comptait plus de 2 400 établissements qui fonctionnaient sous un modèle d'exploitation de distributeurs de marque pour lesquels l'Impériale fournit du carburant à des tiers indépendants qui possèdent et exploitent des établissements en phase avec les normes de la marque Esso et Mobil.

Résultats d'exploitation

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2021

en millions de dollars canadiens



Marges : L'augmentation des marges a fait grimper le bénéfice net d'environ 600 millions de dollars, ce qui reflète une hausse de la demande de produits.

Autres : Tous les autres éléments ont réduit le bénéfice net de 258 millions de dollars, principalement en raison d'effets de change défavorables d'environ 150 millions de dollars et d'un ajustement des stocks défavorable de 74 millions de dollars², partiellement compensés par des frais d'exploitation plus bas d'environ 50 millions de dollars.

² En 2021, la compagnie a affiché un rajustement des stocks défavorable de 74 millions de dollars (82 millions de dollars avant impôts) (y compris la part proportionnelle des changements selon la méthode DEPS) pour les rapprochements relatifs aux stocks d'additifs et de produits aux terminaux de tiers. L'incidence hors période de 57 millions de dollars (63 millions de dollars avant impôts) s'étendait sur un certain nombre d'années et a été résolue.

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2020

en millions de dollars canadiens



Marges – Baisse causée par la contraction des marges, qui ont retranché près de 710 millions de dollars

Autres – Tous les autres éléments ont fait grimper le bénéfice net de 302 millions de dollars, notamment une baisse des dépenses d'exploitation d'environ 190 millions de dollars, une diminution des coûts de révision d'environ 190 millions de dollars principalement liée à la réduction des activités de révision au cours de l'exercice et une amélioration en fiabilité d'environ 180 millions de dollars, principalement liée à l'absence de l'incident à la tour de fractionnement de Sarnia survenu en avril 2019. Ces éléments ont été en partie annulés par la baisse des volumes de ventes, qui a retranché environ 290 millions de dollars.

Utilisation de la capacité de raffinage

en milliers de barils par jour (a)

| | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| Production totale des raffineries (b) | 379 | 340 | 353 |
| Capacité prévue au 31 décembre (c) | 428 | 428 | 423 |
| Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage) | 89 | 80 | 83 |

(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 capacités prévues sont fondées sur des spécifications définies en ce qui concerne les types de pétrole brut et de charges d'alimentation traités dans les unités de distillation atmosphérique des raffineries, les produits à obtenir et le processus de raffinage, ces spécifications étant ajustées pour tenir compte des arrêts nécessaires pour l'entretien normal. Par conséquent, les capacités réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux capacités prévues en raison de changements dans l'exploitation d'une raffinerie et du type de pétrole brut qu'on y traite.

2021

La hausse du débit des raffineries en 2021, qui reflète principalement le déclin des répercussions de la pandémie de COVID-19, est partiellement annulée par des activités d'entretien planifiées à Strathcona.

2020

La baisse du débit est attribuable à la réduction de la demande en raison de la pandémie de COVID-19, partiellement compensée par une baisse des activités de révision des raffineries et des événements affectant la fiabilité, y compris l'absence de répercussions liées à l'incident survenu dans la tour de fractionnement de Sarnia en avril 2019.

Ventes de produits pétroliers

en milliers de barils par jour (a)

| | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| Essence | 224 | 215 | 249 |
| Mazout domestique, carburant diesel et carburacteur | 160 | 146 | 167 |
| Mazout lourd | 27 | 20 | 21 |
| Huiles lubrifiantes et autres produits | 45 | 40 | 38 |
| Ventes nettes de produits pétroliers | 456 | 421 | 475 |

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

2021

La hausse des ventes de produits pétroliers en 2021 reflète principalement les répercussions moindres de la pandémie de COVID-19.

2020

La baisse des ventes de produits pétroliers a été principalement attribuable à la réduction de la demande en raison de la pandémie de COVID-19.

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 2021, les résultats ont augmenté en raison d'une forte demande de l'industrie et d'une fiabilité élevée.

L'Impériale 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. L'Impériale 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 2021

en millions de dollars canadiens



Marges : L'augmentation des marges, principalement sur les ventes de polyéthylène, a fait grimper le bénéfice net d'environ 250 millions de dollars.

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2020

en millions de dollars canadiens



Marges – Baisse des bénéfices principalement en raison de la contraction des marges.

Ventes

| en milliers de tonnes | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| Polymères et produits chimiques de base | 599 | 574 | 575 |
| Produits intermédiaires et autres | 232 | 175 | 157 |
| Ventes totales de produits chimiques | 831 | 749 | 732 |

Comptes non sectoriels et autres

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|
| Bénéfice (perte) net | (172) | (170) | (217) |

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 auto-générés 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 l'Impériale 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 2019. La compagnie a contribué à hauteur de 164 millions de dollars aux régimes de retraite agréés en 2020. 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------|-------|---------|
| Trésorerie liée aux : | | | |
| Activités d'exploitation | 5 476 | 798 | 4 429 |
| Activités d'investissement | (1 012) | (802) | (1 704) |
| Activités de financement | (3 082) | (943) | (1 995) |
| Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie | 1 382 | (947) | 730 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice | 2 153 | 771 | 1 718 |

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation

2021

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation reflètent principalement la hausse des prix touchés dans le secteur Amont et l'accroissement des marges dans le secteur Aval.

2020

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation reflètent principalement la baisse des prix obtenus dans le secteur amont et les effets défavorables du fonds de roulement.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2021

Les activités d'investissement ont donné lieu à des décaissements nets de 1 012 millions de dollars en 2021, comparativement à 802 millions de dollars en 2020, reflétant principalement une hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles.

2020

Les activités d'investissement ont donné lieu à des décaissements nets de 802 millions de dollars en 2020, comparativement à 1 704 millions de dollars en 2019, reflétant principalement une baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles.

Flux de trésorerie issus d'activités de financement

2021

À la fin de l'exercice 2021, le total de la dette s'élevait à 5 176 millions de dollars contre 5 184 millions de dollars à la fin de 2020.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, la compagnie a repoussé à mai 2023 la date d'échéance de deux de ses marges de crédit à court terme totalisant 750 millions de dollars. Il s'agit maintenant de facilités à long terme. La compagnie a également repoussé à juin 2022 sa marge de crédit à court terme de 300 millions de dollars.

En novembre 2021, la compagnie a repoussé la date d'échéance de son autre marge de crédit à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2022.

La compagnie n'a pas utilisé ces marges de crédit.

2020

À la fin de l'exercice 2020, le total de la dette s'élevait à 5 184 millions de dollars contre 5 190 millions de dollars à la fin de 2019.

En réaction à la conjoncture commerciale, la compagnie a contracté, pendant le deuxième trimestre de 2020, une marge de crédit ferme à court terme de 500 millions de dollars jusqu'en mai 2021, et une marge de crédit ferme à court terme de 300 millions de dollars jusqu'en juin 2021, qui viennent s'ajouter aux marges de crédit existantes de 500 millions de dollars. La compagnie n'a pas utilisé ces marges de crédit.

En novembre 2020, la compagnie a repoussé la date d'échéance de l'une de ses marges de crédit fermes à court terme existantes de 250 millions de dollars au mois de novembre 2021. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

La date d'échéance de l'autre marge de crédit existante de 250 millions de dollars ne change pas et demeure novembre 2021. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

Rachats d'actions

| en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-------|------|-------|
| Rachats d'actions | 2 245 | 274 | 1 373 |
| Nombre d'actions achetées (en millions) (a) | 56,0 | 9,8 | 38,7 |

(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 et couvrent les actions rachetées à Exxon Mobil Corporation, mais hors de l'offre publique de rachat en question.

2021

Le 30 avril 2021, la compagnie a annoncé une modification de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour augmenter le nombre d'actions ordinaires qu'elle peut acheter. En vertu de cette modification, le nombre d'actions ordinaires admissibles au rachat a augmenté à un maximum de 29 363 070 actions ordinaires entre le 29 juin 2020 et le 28 juin 2021. En 2021, la compagnie a acheté 29 356 095 actions dans le cadre de ce programme modifié.

Le 23 juin 2021, la compagnie a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer une offre publique de rachat ordinaire et qu'elle poursuivait son programme existant de rachat d'actions. Le programme permet à la compagnie de racheter jusqu'à un maximum de 35 583 671 actions ordinaires entre le 29 juin 2021 et le 28 juin 2022.

Conformément à l'annonce de la compagnie en novembre 2021, dans laquelle elle indiquait son intention d'accélérer les rachats d'actions dans le cadre de l'offre publique de rachat ordinaire, le programme a été par la suite achevé le 31 janvier 2022 après que la compagnie ait racheté le nombre maximum autorisé d'actions.

2020

En réaction à la conjoncture commerciale, les achats importants dans le cadre du programme d'achat d'actions ont été suspendus le 1^{er} avril 2020.

Dividendes

| en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| Dividendes versés | 706 | 649 | 631 |
| Dividende versé par action (en dollars) | 0,98 | 0,88 | 0,82 |

Solidité financière

Le tableau ci-dessous présente le rapport dettes consolidées/capitaux propres de l'Impériale. Les données démontrent la solvabilité de la société :

en pourcentage

| Au 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|-----------------------------|------|------|------|
| Rapport dettes/capitaux (a) | 19 | 19 | 18 |

(a) La dette, définie comme la somme des lignes « Billets et emprunts » et « Dette à long terme » (page 44), divisée par le capital, défini comme la somme de la dette et du « Total des capitaux propres » (page 44).

En 2021, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 63 millions de dollars contre 102 millions de dollars en 2020. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 1,2 % en 2021, contre 2,0 % en 2020.

Quelle que soit la conjoncture commerciale, cette santé financière 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, 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 les services de transport, l'approvisionnement en matières premières et les avantages pour la collectivité. À la fin de l'exercice 2021, l'obligation totale était de 8,7 milliards de dollars, dont 697 millions de dollars sont dus en 2022 et 746 millions de dollars en 2023. Au 31 mars 2021, en raison de la résiliation des ententes de services de transport liées à un projet de pipeline tiers, d'autres contrats d'achat à long terme ont diminué d'environ 2,9 milliards de dollars. La majorité de ces engagements sont liés aux années 2026 et suivantes.

Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 9 aux états financiers consolidés à la page 66, 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 2021 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 l'Impériale 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 | 2021 | 2020 |
|----------------------------------|-------|------|
| Secteur Amont (a) | 632 | 561 |
| Secteur Aval | 476 | 251 |
| Produits chimiques | 8 | 21 |
| Comptes non sectoriels et autres | 24 | 41 |
| Total | 1 140 | 874 |

(a) Frais d'exploration inclus.

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

Pour le secteur Aval, les dépenses en immobilisations étaient principalement liées à l'amélioration du réseau de distribution de la compagnie, de même qu'à des projets de raffinerie visant à améliorer la fiabilité, la souplesse des charges d'alimentation, l'efficacité énergétique et le rendement environnemental.

Le total des dépenses en immobilisations et frais d'exploration devrait se chiffrer à environ 1,4 milliard de dollars en 2022.

Les prévisions en matière d'immobilisations et de frais d'exploration pour 2022 tiennent compte d'engagements fermes de 290 millions de dollars pour la construction et l'achat d'actifs immobilisés et d'autres investissements permanents. Des engagements fermes supplémentaires de 354 millions de dollars ont été effectués pour les exercices 2023 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 l'Impériale 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 l'Impériale réduit les risques associés aux variations des cours des matières premières. Par exemple, lorsque les écarts relatifs au pétrole brut léger et lourd entre les prix de référence de l'Amérique du Nord et ceux de l'Ouest canadien se creusent ensemble, l'Impériale 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, les engagements relatifs aux oléoducs et le terminal ferroviaire d'Edmonton. Par exemple, l'exposition négative à ces écarts croissants dans le secteur Amont est plus que compensée par l'avantage de la baisse des coûts des charges d'alimentation dans le secteur Aval.

À ce jour, l'Impériale est un consommateur net de gaz naturel utilisé dans les opérations et les raffineries du secteur Amont. Une baisse de la valeur du gaz naturel réduit les dépenses d'exploitation de l'Impériale, ce qui augmente le bénéfice de la compagnie.

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 et du gaz naturel ainsi que ceux des produits pétroliers et chimiques sont généralement libellés en dollars américains. La majeure partie des ventes et des achats de l'Impériale 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.

L'Impériale 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 l'Impériale ne serait pas substantiel sur le bénéfice ou les flux de trésorerie. L'Impériale a accès à une source importante de liquidités à court terme comme à long terme. Les fonds auto-générés 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 | + (-) | 100 |
| Variation de l'écart de prix du baril de pétrole brut léger et lourd de l'ordre de 1 dollar américain (b) | + (-) | 30 |
| Baisse (hausse) des prix du gaz naturel (par millier de pieds cubes) de l'ordre de 0,10 dollar américain | + (-) | 8 |
| Variation de la marge de raffinage 2-1-1 de l'ordre de 1 dollar américain par baril (c) | + (-) | 140 |
| Variation de la marge sur les ventes de polyéthylène, de l'ordre de 0,01 dollar américain la livre | + (-) | 7 |
| Baisse (hausse) de 0,01 dollar de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain | + (-) | 120 |

- (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) Les écarts entre les prix du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd représentent la différence entre les prix de référence du WTI et les prix des pétroles bruts légers et lourds dans l'Ouest canadien.
- (c) 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 gaz naturel, 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, notamment en raison de répercussions comme celles de la pandémie de COVID-19, auront généralement un effet direct et néfaste sur les résultats financiers de la compagnie. Bien que les niveaux des prix du pétrole brut et du gaz naturel 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 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 donc la viabilité de ses principaux investissements sur un large éventail de prix futurs.

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 dont le rendement est décevant sont améliorés pour les amener à un niveau acceptable ou 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 l'entreprise, sa solide situation financière et la nature complémentaire des secteurs Amont, Aval et Produits chimiques 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 instrument dérivé 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, à la page 63. 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 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 ainsi que sur la poursuite d'occasions commerciales à faibles émissions comme le captage et le stockage de carbone et les biocarburants. L'Impériale 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, à la page 47.

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 des données sur les puits comme les débits, les pressions des gisements 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 », élément 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 et installations 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 sur des zones prouvées non forées ou par le biais de puits existants où des dépenses relativement importantes doivent être engagées pour mener à bien l'exploitation. Les réserves prouvées non mises en valeur sont reconnues uniquement si un plan de mise en valeur a été adopté, indiquant qu'il est prévu qu'un puits soit foré dans un délai de cinq ans, à moins que des circonstances spécifiques ne plaident en faveur d'une période plus longue.

Bien que la compagnie soit raisonnablement certaine que les réserves prouvées seront exploitées, les échéances et les quantités extraites peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, dont l'achèvement et l'optimisation des projets de mise en valeur, le rendement des gisements, les approbations réglementaires, les politiques gouvernementales, les préférences des consommateurs, le cadre des redevances et les variations importantes des niveaux de prix du pétrole brut et du gaz naturel.

- 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 estimés 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 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 2019, les révisions à la baisse des réserves prouvées de bitume ont été motivées par des mises à jour des plans techniques et de développement à Kearl, ce qui a entraîné une diminution de 0,2 milliard de barils, partiellement compensée par une augmentation de 0,1 milliard de barils à Cold Lake, associée à un changement à la fin d'exploitation du gisement attribuable aux prix. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole synthétique ont été le résultat d'une augmentation des obligations de redevances à Syncrude en raison des prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement des actifs non classiques de Montney et de Duvernay, et de la cession des biens classiques.

En 2020, les révisions à la baisse des réserves de bitume prouvées découlaient de la faiblesse des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, les 2,2 milliards de barils de bitume à Kearl et les 0,6 milliard de barils de bitume à Cold Lake ne sont plus considérés comme des réserves prouvées. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole synthétique ont été le résultat d'une baisse des prix, compensée par l'ajout de réserves prouvées non mises en valeur associées à la mise en valeur future à Syncrude. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement des actifs non classiques de Montney et de Duvernay, et de la cession des biens classiques.

En 2021, les révisions à la hausse des réserves de bitume prouvées découlaient de l'amélioration des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, les 1,7 milliard de barils de bitume à Kearl et les 0,5 milliard de barils de bitume à Cold Lake sont considérés comme des réserves prouvées. Les révisions à la hausse des réserves prouvées de pétrole synthétique découlaient de l'amélioration des prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement et de la cession des actifs non classiques de Montney et de Duvernay.

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 l'Impériale. La compagnie ne s'attend pas à ce que la révision à la baisse des réserves prouvées déclarées en vertu des définitions de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis affecte ses opérations.

Amortissement par unité de production

Le calcul de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production constitue une estimation comptable cruciale qui mesure l'amortissement de l'actif constitué par le secteur Amont. 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. Cette approche a été appliquée en 2021, l'effet correspondant sur la charge d'amortissement étant négligeable par rapport aux périodes précédentes. En 2022, tous les biens immobiliers disposent de réserves suffisantes aux prix courants de la SEC, ce qui permettra une répartition équitable des coûts sur la durée de vie économique des actifs du secteur Amont.

L'incidence de cette approche par rapport aux périodes précédentes devrait être négligeable

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 dizaines d'années, les flux de trésorerie futurs de ces actifs sont principalement basés sur les prix du pétrole et du gaz naturel, les marges sectorielles 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, l'Impériale 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 ces actifs majeurs, la compagnie s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz et les marges sectorielles affichent une importante volatilité. Ainsi, ces actifs connaîtront 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 énergétiques 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 énergétiques* d'Exxon Mobil Corporations (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 et de développement économique.

Les Perspectives, qui tiennent compte de l'environnement politique mondial actuel, ne présentent aucune projection quant à l'ampleur de l'avancement et du déploiement futurs de politiques et de technologies nécessaires pour que le monde ou la compagnie atteignent 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. 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, dont celui de carboneutralité d'ici 2050 de l'Agence internationale de l'énergie (*International Energy Agency Net Zero Emissions by 2050*), 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 peut être fondée sur les prix du marché, si un marché actif existe pour le groupe d'actifs, ou peut exiger le recours à des données de niveau 3 et à des hypothèses basées sur les opinions d'un intervenant du marché probable. Les principaux paramètres utilisés pour établir la juste valeur peuvent comprendre 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 nets 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 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 seraient 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 attribué. 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 dans les entreprises dont la compagnie est actionnaire 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.

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. Les pertes sur les biens vendus sont comptabilisées lorsqu'elles sont encourues ou lorsque les biens sont retenus pour leur vente et que la juste valeur marchande de ces biens est inférieure à leur valeur comptable.

Dépréciations récentes

En 2020, la compagnie a annoncé sa décision de cesser de mettre en valeur une partie importante de ses actifs non classiques en Alberta, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation hors trésorerie après impôts de 1 171 millions de dollars dans les résultats de 2020 du secteur Amont.

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 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 2021, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 4,5 %, comparativement à des rendements réels de 8,5 % et de 7,3 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans, respectivement, terminées le 31 décembre 2021. 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 et le taux d'actualisation pour mesurer l'obligation au titre des prestations de retraite, une réduction d'1 % du taux d'actualisation augmenterait l'obligation des prestations du régime d'environ 1,8 milliards de dollars. De même, une réduction d'1 % du taux de rendement à long terme des actifs du régime augmenterait la charge de retraite annuelle d'environ 95 millions de dollars avant impôt. À l'Impériale, 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 2021, 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. Initialement, les obligations sont évaluées à leur juste valeur et leur valeur est actualisée.

Avec le temps, le montant actualisé de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est ajusté pour tenir compte du changement de sa valeur actuelle, et l'effet en est reflété dans les charges de production et de fabrication. Comme les paiements pour régler les obligations se font périodiquement et qu'ils s'étalent sur la durée de vie utile des actifs d'exploitation, qui peut dépasser 25 ans, le taux d'actualisation n'est rajusté que s'il convient de refléter les changements à long terme des taux du marché et des perspectives. En 2021, les obligations ont été actualisées au taux de 6 % et la charge de désactualisation a totalisé 99 millions de dollars avant impôts, ce qui est nettement inférieur à 1% du total des charges de l'exercice écoulé. L'utilisation d'un taux d'actualisation différent n'aurait pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers publiés par la compagnie. À la page 62, 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.

Coûts des forages d'exploration interrompus

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. Les coûts des puits d'exploration ne répondant pas à ces critères sont passés en charges. Pour déterminer si un projet de compagnie progresse suffisamment, il faut étudier soigneusement les faits et les circonstances. Les faits et circonstances qui justifient la poursuite de la capitalisation des puits suspendus à la fin de l'exercice sont mentionnés dans la note 15 aux états financiers consolidés, à la page 73.

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. La direction doit faire preuve d'un grand jugement dans la comptabilisation des provisions concernant les impôts sur les bénéficiaires et les litiges fiscaux parce que leur issue est souvent difficile à prédire.

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 2021.

PricewaterhouseCoopers LLP, auditeur inscrit et indépendant, a effectué l'audit du contrôle interne de la compagnie à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2021, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

/s/ Bradley W. Corson

B.W. Corson
Président du conseil et président
(Chef de la direction)

/s/ Daniel E. Lyons

D.E. Lyons
Vice-président principal,
Finances et administration, et contrôleur de gestion
(agent comptable principal et agent financier principal)

23 février 2022

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 des bilans consolidés ci-joints de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et de ses filiales (collectivement, la « compagnie ») aux 31 décembre 2021 et 2020 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 2021, 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 2021, 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 2021 et 2020, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2021, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. De plus, à notre avis, la compagnie maintient, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2021, 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 de la question critique 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 réserves prouvées 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 du secteur Amont de la compagnie s'établit à 27 811 M\$ au 31 décembre 2021, et la dotation à l'amortissement et à l'épuisement correspondante, pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, s'élève à 1 775 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 de marché ainsi que sur une analyse détaillée des données sur les puits comme les débits, les pressions des gisements ainsi que les coûts de mise en valeur et de production, entre autres facteurs. Comme la direction en a fait 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 réserves prouvées 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 de pétrole et de gaz naturel, ce qui a donné lieu, de la part de l'auditeur, à ii) l'exercice d'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 de

pétrole et de gaz naturel, et aux hypothèses liées aux coûts de mise en valeur et de production, le cas échéant.

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 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 estimations des volumes de réserves prouvées 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 l'évaluation des méthodes et des hypothèses utilisées par les spécialistes de la direction, des tests des données utilisées par ces derniers ainsi qu'une évaluation de leurs conclusions. Ces procédures ont aussi consisté, entre autres, à tester l'exhaustivité et l'exactitude des données liées aux coûts de mise en valeur et de production futurs. De plus, elles ont porté sur le caractère raisonnable des hypothèses relatives aux coûts de mise en valeur et de production, compte tenu de la performance passée de la compagnie et de son plan d'affaires et de son plan stratégique, le cas échéant.

(signé) PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 23 février 2022

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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------------|----------------|---------------|
| Produits et autres revenus | | | |
| Produits (a) | 37 508 | 22 284 | 34 002 |
| Revenus de placement et d'autres sources (note 8) | 82 | 104 | 99 |
| Total des produits et des autres revenus | 37 590 | 22 388 | 34 101 |
| Dépenses | | | |
| Exploration (note 15) | 32 | 13 | 47 |
| Achats de pétrole brut et de produits (b) | 23 174 | 13 293 | 20 946 |
| Production et fabrication (c) (note 11) | 6 316 | 5 535 | 6 520 |
| Frais de vente et frais généraux (c) | 784 | 741 | 900 |
| Taxe d'accise fédérale et frais de carburant | 1 928 | 1 736 | 1 808 |
| Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) (notes 2, 11) | 1 977 | 3 293 | 1 598 |
| Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite | 42 | 121 | 143 |
| Financement (d) (note 12) | 54 | 64 | 93 |
| Total des dépenses | 34 307 | 24 796 | 32 055 |
| Bénéfice (perte) avant impôts | 3 283 | (2 408) | 2 046 |
| Impôts sur le bénéfice (note 3) | 804 | (551) | (154) |
| Bénéfice (perte) net | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Informations par action (en dollars canadiens) | | | |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base (note 10) | 3,48 | (2,53) | 2,88 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (note 10) | 3,48 | (2,53) | 2,88 |
| (a) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits (note 16). | 8 777 | 5 107 | 8 569 |
| (b) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits (note 16). | 2 737 | 2 484 | 3 305 |
| (c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication, et les frais de vente et frais généraux (note 16). | 420 | 579 | 628 |
| (d) Sommes remboursables aux apparentés comprises dans le financement (note 16). | 28 | 61 | 98 |

Les notes 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|----------------|--------------|
| Bénéfice (perte) net | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Autres éléments du résultat étendu (perte), après impôts | | | |
| Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement) | 679 | (212) | (505) |
| Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées pour la période | 133 | 134 | 111 |
| Total des autres éléments du résultat étendu (perte) | 812 | (78) | (394) |
| Résultat étendu (perte) | 3 291 | (1 935) | 1 806 |

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

Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

| Au 31 décembre | 2021 | 2020 |
|--|---------------|---------------|
| Actif | | |
| Actif à court terme | | |
| Trésorerie | 2 153 | 771 |
| Comptes débiteurs – montant net (a) | 3 869 | 1 919 |
| Stocks de pétrole brut et de produits (note 11) | 1 102 | 1 161 |
| Matières, fournitures et charges payées d'avance | 689 | 673 |
| Total de l'actif à court terme | 7 813 | 4 524 |
| Investissements et créances à long terme (b) | 757 | 781 |
| Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement | 31 240 | 32 034 |
| Écart d'acquisition (note 11) | 166 | 166 |
| Autres éléments d'actif, y compris non matériels – montant net | 806 | 526 |
| Total de l'actif | 40 782 | 38 031 |
| Passif | | |
| Passif à court terme | | |
| Billets et emprunts (c) (note 12) | 122 | 227 |
| Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 11) | 5 184 | 3 153 |
| Impôts sur le bénéfice à payer | 248 | - |
| Total du passif à court terme | 5 554 | 3 380 |
| Dette à long terme (d) (note 14) | 5 054 | 4 957 |
| Autres obligations à long terme (note 5) | 3 897 | 4 100 |
| Passif d'impôts futurs (note 3) | 4 542 | 4 176 |
| Total du passif | 19 047 | 16 613 |
| Engagements et passif de prévoyance (note 9) | | |
| Actions ordinaires à la valeur attribuée (e) (note 10) | 1 252 | 1 357 |
| Bénéfices réinvestis | 21 660 | 22 050 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17) | (1 177) | (1 989) |
| Total des capitaux propres | 21 735 | 21 418 |
| Total du passif et des capitaux propres | 40 782 | 38 031 |

- (a) Les comptes débiteurs – montant net comprenant des sommes remboursables nettes par des apparentés de 1 031 millions de dollars (384 millions de dollars en 2020), (note 16).
- (b) Les investissements et les créances à long terme comprenaient des sommes remboursables par des apparentés de 298 millions de dollars (313 millions de dollars en 2020), (note 16).
- (c) Les billets et emprunts comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 0 million de dollars (111 millions de dollars en 2020), (note 16).
- (d) La dette à long terme comprenait des sommes remboursables à des apparentés de 4 447 millions de dollars (4 447 millions de dollars en 2020), (note 16).
- (e) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était respectivement de 1 100 millions et 678 millions (respectivement 1 100 millions et 734 millions en 2020), (note 10).

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

Approuvé par le conseil.

/s/ Bradley W. Corson

B.W. Corson
Président du conseil, président et
chef de la direction

/s/ Daniel E. Lyons

D.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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Actions ordinaires à la valeur attribuée (note 10) | | | |
| Au début de l'exercice | 1 357 | 1 375 | 1 446 |
| Achats d'actions à la valeur attribuée | (105) | (18) | (71) |
| À la fin de l'exercice | 1 252 | 1 357 | 1 375 |
| Bénéfices réinvestis | | | |
| Au début de l'exercice | 22 050 | 24 812 | 24 560 |
| Bénéfice (perte) net de l'exercice | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée | (2 140) | (256) | (1 302) |
| Dividendes annoncés | (729) | (647) | (646) |
| Effet cumulatif des modifications comptables | - | (2) | - |
| À la fin de l'exercice | 21 660 | 22 050 | 24 812 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17) | | | |
| Au début de l'exercice | (1 989) | (1 911) | (1 517) |
| Autres éléments du résultat étendu (perte) | 812 | (78) | (394) |
| À la fin de l'exercice | (1 177) | (1 989) | (1 911) |
| Capitaux propres en fin d'exercice | 21 735 | 21 418 | 24 276 |

Les notes 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

Rentrées (sorties)

Exercices se terminant le 31 décembre

| | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|----------------|--------------|----------------|
| Activités d'exploitation | | | |
| Bénéfice (perte) net | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie : | | | |
| Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) (note 2) | 1 977 | 3 273 | 1 598 |
| Dépréciation d'actifs incorporels (note 11) | - | 20 | - |
| (Gain) perte à la vente d'actifs (note 8) | (49) | (35) | (46) |
| Impôts sur les bénéfices reportés et autres | 91 | (521) | (237) |
| Variations de l'actif et du passif d'exploitation : | | | |
| Comptes débiteurs | (1 950) | 780 | (170) |
| Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance | 45 | 78 | (74) |
| Impôts sur le bénéfice à payer | 248 | (106) | 41 |
| Comptes créditeurs et charges à payer | 2 020 | (1 087) | 1 010 |
| Autres postes – montant net (b) | 615 | 253 | 107 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 5 476 | 798 | 4 429 |
| Activités d'investissement | | | |
| Acquisitions d'immobilisations corporelles | (1 108) | (868) | (1 636) |
| Produits des ventes d'actifs (note 8) | 81 | 82 | 82 |
| Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions | 15 | (16) | (150) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement | (1 012) | (802) | (1 704) |
| Activités de financement | | | |
| Dette à court terme – montant net (note 12) | (111) | - | 36 |
| Réduction d'obligations de location-financement (note 14) | (20) | (20) | (27) |
| Dividendes versés | (706) | (649) | (631) |
| Actions ordinaires achetées (note 10) | (2 245) | (274) | (1 373) |
| Flux de trésorerie liés aux activités de financement | (3 082) | (943) | (1 995) |
| Augmentation (diminution) de trésorerie | 1 382 | (947) | 730 |
| Trésorerie au début de l'exercice | 771 | 1 718 | 988 |
| Trésorerie à la fin de l'exercice (a) | 2 153 | 771 | 1 718 |
| (a) La trésorerie est composée de liquidités en banque et d'équivalents de trésorerie au prix coûtant. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides arrivant à échéance au plus tard trois mois après la date de leur achat. | | | |
| (b) Comprendait des cotisations aux régimes enregistrés de retraite. | (164) | (195) | (211) |
| Impôts sur les bénéfices (payés) recouverts. | 58 | (42) | 145 |
| Intérêts (payés), après capitalisation. | (43) | (62) | (91) |

Transaction hors trésorerie

En 2019, la compagnie a retiré 570 millions de dollars d'actifs et de passifs correspondants liés à la révocation par le gouvernement de l'Ontario de sa loi sur le plafonnement et l'échange. L'impact de cette suppression n'a pas été reflété dans les lignes « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres postes – montant net » de l'état consolidé des flux de trésorerie, car il ne s'agissait pas d'une opération en espèces.

Les notes 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, et les biocarburants.

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. Les données des années antérieures ont été reclassées dans certains cas pour se conformer à la base de présentation de 2021. Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

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 sociétés dans lesquelles l'Impériale détient une participation ainsi que la capacité permanente d'en déterminer unilatéralement les stratégies et les politiques d'exploitation, d'investissement et de financement Pétrolière Impériale Ressources Ltée et Pétrolière Impériale Canada Ltée sont des filiales importantes comprises dans les états financiers consolidé et appartiennent entièrement à la 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.

Revenus

L'Impériale 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'entreposage 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'entreposage 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.

Les « Produits » et les « Comptes débiteurs – montant net » découlent principalement de contrats avec les clients. Les créances à long terme proviennent principalement de non-clients. 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, les programmes de fidélisation et les régularisations des escomptes de volume attendus, et ne sont pas importants.

Taxes à la consommation

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.

Produits dérivés

L'Impériale 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 » ou « Achats de pétrole brut et de produits » 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 ou 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 l'Impériale dans le bénéfice depuis l'acquisition de la participation, déduction faite des dividendes touchés. La quote-part de l'Impériale 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 un placement similaire 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 et une coentreprise de chargement ferroviaire 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. L'Impériale 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, l'Impériale 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 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. Cette approche a été appliquée en 2021, l'effet correspondant sur la charge d'amortissement étant négligeable par rapport aux périodes précédentes. En 2022, tous les biens immobiliers disposent de réserves suffisantes aux prix courants de la SEC, ce qui permettra une répartition équitable des coûts sur la durée de vie économique des actifs du secteur Amont.

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 adverse 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 adverse 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 dizaines d'années, les flux de trésorerie futurs de ces actifs sont principalement basés sur les prix du pétrole et du gaz naturel, les marges sectorielles 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, l'Impériale 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. 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 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 et que, 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 énergétiques 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 énergétiques* d'Exxon Mobil Corporations (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 et de développement économique.

Les Perspectives, qui tiennent compte de l'environnement politique mondial actuel, ne présentent aucune projection quant à l'ampleur de l'avancement et du déploiement futurs de politiques et de technologies nécessaires pour que le monde ou la compagnie atteignent 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. 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 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. Les pertes sur les biens vendus sont comptabilisées lorsqu'elles sont encourues ou lorsque les biens sont retenus pour leur vente et que la juste valeur marchande de ces biens est inférieure à leur valeur comptable.

Capitalisation des intérêts

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.

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. Ces sites ont toutefois 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 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.

2. Secteurs d'activité

La compagnie exerce ses activités au Canada. Les fonctions Amont, Aval et Produits chimiques correspondent pour l'essentiel aux secteurs d'exploitation de l'entreprise, qui sont déclarés séparément. 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. 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.

Ces fonctions ont été définies comme des secteurs d'exploitation de la compagnie parce que ce sont les secteurs a) qui exercent les activités commerciales à partir desquelles des revenus sont gagnés et des charges engagées, b) dont les résultats d'exploitation sont examinés périodiquement par le chef de l'exploitation aux fins de la prise de décisions quant aux ressources qui seront attribuées aux secteurs et à l'évaluation de la performance des secteurs, et c) pour lesquels des informations financières distinctes sont disponibles.

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.

Les méthodes comptables s'appliquant aux informations sectorielles sont identiques à celles qui sont décrites dans l'exposé 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.

| en millions de dollars canadiens | Secteur Amont | | | Secteur Aval | | | Produits chimiques | | |
|---|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------------|--------------|--------------|
| | 2021 | 2020 | 2019 | 2021 | 2020 | 2019 | 2021 | 2020 | 2019 |
| Produits et autres revenus | | | | | | | | | |
| Produits (a) | 5 863 | 6 263 | 9 479 | 30 207 | 15 178 | 23 591 | 1 438 | 843 | 932 |
| Ventes intersectorielles (b) | 9 956 | 2 527 | 3 763 | 4 520 | 1 480 | 1 597 | 319 | 165 | 229 |
| Revenus de placement et d'autres sources (note 8) | 12 | 7 | 17 | 59 | 78 | 47 | 1 | - | - |
| | 15 831 | 8 797 | 13 259 | 34 786 | 16 736 | 25 235 | 1 758 | 1 008 | 1 161 |
| Dépenses | | | | | | | | | |
| Exploration (note 15) | 32 | 13 | 47 | - | - | - | - | - | - |
| Achats de pétrole brut et de produits (b) (note 11) | 7 492 | 4 834 | 6 528 | 29 505 | 12 047 | 19 332 | 966 | 579 | 667 |
| Production et fabrication (note 11) | 4 661 | 3 852 | 4 440 | 1 445 | 1 468 | 1 829 | 210 | 215 | 251 |
| Frais de vente et frais généraux | - | - | - | 572 | 619 | 774 | 90 | 92 | 86 |
| Taxe d'accise fédérale et frais de carburant | - | - | - | 1 928 | 1 736 | 1 808 | - | - | - |
| Dépréciation et épuisement (c) (note 11) | 1 775 | 3 084 | 1 374 | 158 | 166 | 186 | 18 | 19 | 16 |
| Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Financement (note 12) | 15 | 3 | 3 | - | - | - | - | - | - |
| Total des dépenses | 13 975 | 11 786 | 12 392 | 33 608 | 16 036 | 23 929 | 1 284 | 905 | 1 020 |
| Bénéfice (perte) avant impôts (note 11) | 1 856 | (2 989) | 867 | 1 178 | 700 | 1 306 | 474 | 103 | 141 |
| Charge (économie) d'impôts (d) (note 3) | 461 | (671) | (481) | 283 | 147 | 345 | 113 | 25 | 33 |
| Bénéfice (perte) net (note 11) | 1 395 | (2 318) | 1 348 | 895 | 553 | 961 | 361 | 78 | 108 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (b) | 4 913 | 286 | 2 423 | 179 | 470 | 1 965 | 421 | 114 | 172 |
| Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (e) | 632 | 561 | 1 248 | 476 | 251 | 484 | 8 | 21 | 34 |
| Immobilisations corporelles | | | | | | | | | |
| Coût | 48 200 | 47 693 | 47 050 | 6 772 | 6 321 | 6 123 | 984 | 975 | 954 |
| Amortissement cumulé et épuisement | (20 389) | (18 786) | (15 889) | (4 096) | (3 962) | (3 830) | (721) | (699) | (680) |
| Immobilisations corporelles, montant net (f) | 27 811 | 28 907 | 31 161 | 2 676 | 2 359 | 2 293 | 263 | 276 | 274 |
| Total de l'actif (b) (g) (h) | 29 416 | 31 835 | 34 554 | 7 945 | 4 554 | 5 179 | 474 | 408 | 416 |

| en millions de dollars canadiens | Comptes non sectoriels | | | Éliminations | | | Chiffres consolidés | | |
|---|------------------------|--------------|--------------|-----------------|----------------|----------------|---------------------|----------------|---------------|
| | 2021 | 2020 | 2019 | 2021 | 2020 | 2019 | 2021 | 2020 | 2019 |
| Produits et autres revenus | | | | | | | | | |
| Produits (a) | - | - | - | - | - | - | 37 508 | 22 284 | 34 002 |
| Ventes intersectorielles (b) | - | - | - | (14 795) | (4 172) | (5 589) | - | - | - |
| Revenus de placement et d'autres sources (note 8) | 10 | 19 | 35 | - | - | - | 82 | 104 | 99 |
| | 10 | 19 | 35 | (14 795) | (4 172) | (5 589) | 37 590 | 22 388 | 34 101 |
| Dépenses | | | | | | | | | |
| Exploration (note 15) | - | - | - | - | - | - | 32 | 13 | 47 |
| Achats de pétrole brut et de produits (b) (note 11) | - | - | - | (14 789) | (4 167) | (5 581) | 23 174 | 13 293 | 20 946 |
| Production et fabrication (note 11) | - | - | - | - | - | - | 6 316 | 5 535 | 6 520 |
| Frais de vente et frais généraux | 128 | 35 | 48 | (6) | (5) | (8) | 784 | 741 | 900 |
| Taxe d'accise fédérale et frais de carburant | - | - | - | - | - | - | 1 928 | 1 736 | 1 808 |
| Dépréciation et épuisement (c) (note 11) | 26 | 24 | 22 | - | - | - | 1 977 | 3 293 | 1 598 |
| Retraite non liée aux services et avantages | 42 | 121 | 143 | - | - | - | 42 | 121 | 143 |
| Financement (note 12) | 39 | 61 | 90 | - | - | - | 54 | 64 | 93 |
| Total des dépenses | 235 | 241 | 303 | (14 795) | (4 172) | (5 589) | 34 307 | 24 796 | 32 055 |
| Bénéfice (perte) avant impôts (note 11) | (225) | (222) | (268) | - | - | - | 3 283 | (2 408) | 2 046 |
| Charge (économie) d'impôts (d) (note 3) | (53) | (52) | (51) | - | - | - | 804 | (551) | (154) |
| Bénéfice (perte) net (note 11) | (172) | (170) | (217) | - | - | - | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (b) | (47) | (64) | (124) | 10 | (8) | (7) | 5 476 | 798 | 4 429 |
| Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (e) | 24 | 41 | 48 | - | - | - | 1 140 | 874 | 1 814 |
| Immobilisations corporelles | | | | | | | | | |
| Coût | 806 | 782 | 741 | - | - | - | 56 762 | 55 771 | 54 868 |
| Amortissement cumulé et épuisement | (316) | (290) | (266) | - | - | - | (25 522) | (23 737) | (20 665) |
| Immobilisations corporelles, montant net (f) | 490 | 492 | 475 | - | - | - | 31 240 | 32 034 | 34 203 |
| Total de l'actif (b) (g) (h) | 3 196 | 1 632 | 2 536 | (249) | (398) | (498) | 40 782 | 38 031 | 42 187 |

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 7 228 millions de dollars (4 614 millions de dollars en 2020, 7 190 millions de dollars en 2019). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont.
- (b) En 2021, le secteur Aval a acheté une partie des stocks de pétrole brut du secteur Amont pour 444 millions de dollars. Il n'y a eu aucune incidence sur les bénéfices et les effets de la transaction ont été éliminés aux fins de consolidation.
- (c) Les résultats de 2020 du secteur Amont tiennent compte d'une charge de dépréciation hors trésorerie de 1 531 millions de dollars avant impôts, liée à la décision de la compagnie de ne plus exploiter une bonne partie de son portefeuille d'actifs non classiques.
- (d) Les résultats sectoriels en 2019 comprennent un effet favorable largement hors trésorerie de 662 millions de dollars associé à la baisse du taux d'imposition des sociétés en Alberta, l'effet le plus important se faisant sentir dans le secteur Amont.
- (e) 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. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone.
- (f) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 2 348 millions de dollars (1 874 millions de dollars en 2020, 2 149 millions de dollars en 2019).
- (g) À compter du 1^{er} janvier 2019, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Leases (Topic 842)* et ses versions successives. Au 31 décembre 2021, le total de l'actif comprend des biens loués en vertu de contrats de location-exploitation d'une valeur de 245 millions de dollars (188 millions de dollars en 2020, 260 millions de dollars en 2019). Le choix a été fait de ne pas retraiter les exercices antérieurs. Pour plus de détails, voir la note 13.
- (h) En 2019, la société a retiré 570 millions de dollars de l'actif total et du passif correspondant du secteur Aval liés à la révocation par le gouvernement de l'Ontario de sa loi sur le plafonnement et l'échange.

3. Impôts sur le bénéfice

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-------------|--------------|--------------|
| Charge (économie) d'impôts exigibles (a) | 711 | (27) | 140 |
| Passif (économie) d'impôts futurs (a) | 93 | (524) | (294) |
| Total de la charge (économie) d'impôts sur les bénéficiaires (a) | 804 | (551) | (154) |
| Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage) | 24,0 | 25,0 | 26,0 |
| Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants : | | | |
| Variation du taux d'imposition en vigueur (a) | - | 0,1 | (31,9) |
| Autre (b) | 0,5 | (2,2) | (1,6) |
| Taux d'imposition effectif (en pourcentage) | 24,5 | 22,9 | (7,5) |

- (a) Le 28 juin 2019, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réduction de 4 % du taux d'imposition provincial, le faisant passer de 12 % à 8 % avant 2022. Le 9 décembre 2020, le gouvernement de l'Alberta a promulgué une réduction accélérée du taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 10 % à 8 % le 1^{er} juillet 2020. Les changements au régime fiscal effectués en 2020 ont eu un effet cumulatif négligeable sur les états financiers de la compagnie.
- (b) Les autres diminutions sont principalement liées aux ajustements, aux réévaluations et aux cessions des années précédentes.

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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Dépréciation et amortissement | 5 284 | 5 319 | 5 164 |
| Forages fructueux et achats de terrains | 331 | 363 | 750 |
| Prestations de retraite et avantages sociaux | (303) | (534) | (469) |
| Restauration des lieux | (418) | (403) | (336) |
| Intérêts capitalisés | 120 | 120 | 117 |
| Évaluation des stocks selon la méthode DEPS | (413) | (150) | (276) |
| Reports de perte fiscale | (42) | (460) | (141) |
| Autres | (101) | (154) | (161) |
| Passif d'impôts futurs – Montant net | 4 458 | 4 101 | 4 648 |

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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| Solde au 1 ^{er} janvier | 36 | 35 | 36 |
| Ajouts au titre de la position fiscale de l'exercice en cours | 16 | 2 | - |
| Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs | - | - | 1 |
| Règlements avec les autorités fiscales | (5) | (1) | (2) |
| Solde au 31 décembre | 47 | 36 | 35 |

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 2021, 2020 et 2019 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de 2017 à 2021 de la compagnie sont sujettes à examen par les autorités fiscales. Les déclarations fiscales de 2007 à 2016 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. Nombre de ces questions en suspens ne seront pas résolues avant 2022. 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 bénéficiaires 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.

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 de répartition 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 constituées et les actifs du régime liés aux régimes à prestations déterminées sont calculés au 31 décembre.

| | Prestations de retraite | | Avantages complémentaires de retraite | |
|---|-------------------------|------|---------------------------------------|------|
| | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 |
| Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations au 31 décembre (en pourcentage) | | | | |
| Taux actualisé | 3,00 | 2,50 | 3,00 | 2,50 |
| 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 1 ^{er} janvier | 10 716 | 9 786 | 873 | 693 |
| Coût des services | 324 | 305 | 28 | 24 |
| Intérêts débiteurs | 271 | 308 | 22 | 24 |
| Pertes (gains) actuariels (a) | (925) | 811 | (83) | 152 |
| Prestations versées (b) | (536) | (494) | (22) | (20) |
| Obligation au titre des prestations au 31 décembre | 9 850 | 10 716 | 818 | 873 |

Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre **8 885** 9 619

(a) Pertes (gains) actuariels attribuables principalement à la variation du taux d'actualisation en fin d'exercice, aux salaires et à la baisse de la rémunération à long terme.

(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 5,80 % en 2022 et diminuent progressivement jusqu'à 3,57 % en 2040 et au-delà.

| en millions de dollars canadiens | Prestations de retraite | | Avantages complémentaires de retraite | |
|---|-------------------------|-------|---------------------------------------|------|
| | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 |
| Variation de l'actif des régimes | | | | |
| Juste valeur au 1 ^{er} janvier | 9 426 | 8 599 | | |
| Rendement (perte) réel de l'actif des régimes | 319 | 1 073 | | |
| Cotisations de la compagnie | 164 | 195 | | |
| Prestations versées (a) | (469) | (441) | | |
| Juste valeur au 31 décembre | 9 440 | 9 426 | | |

Excédent (insuffisance) de l'actif par rapport à l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre

| | | | | |
|-------------------------|--------------|---------|--------------|-------|
| Régimes capitalisés | 89 | (641) | | |
| Régimes non capitalisés | (499) | (649) | (818) | (873) |
| Total (b) | (410) | (1 290) | (818) | (873) |

(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 reconnus 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 | |
|--|-------------------------|----------------|---------------------------------------|--------------|
| | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 |
| Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit : | | | | |
| Autres éléments d'actif, y compris non matériels – montant net | 190 | - | - | - |
| Passif à court terme | (26) | (27) | (30) | (31) |
| Autres obligations à long terme | (574) | (1 263) | (788) | (842) |
| Total comptabilisé | (410) | (1 290) | (818) | (873) |

Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constitués de ce qui suit :

| | | | | |
|--|--------------|--------------|------------|------------|
| Pertes (gains) actuariels – Montant net | 1 272 | 2 232 | 173 | 272 |
| Coût des services passés | 252 | 269 | - | - |
| Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts | 1 524 | 2 501 | 173 | 272 |

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 2021, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 4,5 % contre des rendements réels de 8,5 % et de 7,3 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans respectivement, terminées le 31 décembre 2021.

| | Prestations de retraite | | | Avantages complémentaires de retraite | | |
|---|-------------------------|------|------|---------------------------------------|------|------|
| | 2021 | 2020 | 2019 | 2021 | 2020 | 2019 |
| Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage) | | | | | | |
| Taux actualisé | 2,50 | 3,10 | 3,90 | 2,50 | 3,10 | 3,90 |
| Rendement à long terme de l'actif des régimes | 4,50 | 4,50 | 4,50 | - | - | - |
| Augmentation de la rémunération à long terme | 4,00 | 4,50 | 4,50 | 4,00 | 4,50 | 4,50 |

en millions de dollars canadiens

Composantes du coût net des prestations constituées

| | | | | | | |
|---|------------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| Coût des services | 324 | 305 | 228 | 28 | 24 | 16 |
| Intérêts débiteurs | 271 | 308 | 324 | 22 | 24 | 20 |
| Rendement prévu de l'actif des régimes | (427) | (391) | (349) | - | - | - |
| Amortissement du coût des services passés | 17 | 14 | - | - | - | - |
| Amortissement des pertes (gains) actuariels | 143 | 153 | 149 | 16 | 13 | (1) |
| Coût net des prestations constituées de l'exercice | 328 | 389 | 352 | 66 | 61 | 35 |

Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

| | | | | | | |
|---|--------------|-------------|------------|-------------|------------|------------|
| Pertes (gains) actuariels – Montant net | (817) | 129 | 288 | (83) | 152 | 99 |
| Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice | (143) | (153) | (149) | (16) | (13) | 1 |
| Coût des services passés | - | - | 283 | - | - | - |
| Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice | (17) | (14) | - | - | - | - |
| Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu | (977) | (38) | 422 | (99) | 139 | 100 |
| Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et autres éléments du résultat étendu, avant impôts | | | | | | |
| | (649) | 351 | 774 | (33) | 200 | 135 |

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 47 millions de dollars en 2021 (47 millions de dollars en 2020, 43 millions de dollars en 2019).

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 obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite | | |
|--|--|-------|-------|
| | 2021 | 2020 | 2019 |
| (Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts | 1 076 | (101) | (522) |
| (Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 17) | (264) | 23 | 128 |
| (Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts | 812 | (78) | (394) |

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 diverses catégories d'actif et une large diversification visant à réduire le risque sur l'ensemble du portefeuille. En accord avec la nature à long terme du passif, la compagnie investit principalement dans des fonds internationaux d'actions indexés sur la capitalisation boursière pondérée et dans des obligations canadiennes indexées pour diversifier les risques tout en réduisant les coûts. Le solde des actifs du plan est investi 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 privilégiée pour l'actif des régimes de retraite est examinée périodiquement et établie sur la base de considérations comme le risque, la diversification, la liquidité et la qualité de crédit de l'investissement. La répartition cible de l'actif pour les actions est de 30 %, le reliquat étant investi dans des titres 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 2021, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

| en millions de dollars canadiens | Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2021 selon : | | | | Valeur nette des actifs |
|---|---|-----------|----------|----------|-------------------------|
| | Total | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | |
| Catégorie d'actif | | | | | |
| Actions | | | | | |
| Canadiennes | 247 | | | | 247 |
| Internationales | 2 539 | | | | 2 539 |
| Titres de créance canadiens | | | | | |
| Sociétés | 1 496 | | | | 1 496 |
| Gouvernements | 4 865 | | | | 4 865 |
| Adossés à des actifs | 1 | | | | 1 |
| Partenariats de capital de risque | 249 | | | | 249 |
| Trésorerie | 43 | 36 | | | 7 |
| Total des actifs du régime à la juste valeur | 9 440 | 36 | | | 9 404 |

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2020, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur

Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2020 selon :

| en millions de dollars canadiens | Total | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Valeur nette des actifs |
|---|--------------|-----------|----------|----------|-------------------------|
| Catégorie d'actif | | | | | |
| Actions | | | | | |
| Canadiennes | 222 | | | | 222 |
| Internationales | 2 690 | | | | 2 690 |
| Titres de créance canadiens | | | | | |
| Sociétés | 1 426 | | | | 1 426 |
| Gouvernements | 4 825 | | | | 4 825 |
| Adossés à des actifs | - | | | | - |
| Partenariats de capital de risque | 214 | | | | 214 |
| Trésorerie | 49 | 41 | | | 8 |
| Total des actifs du régime à la juste valeur | 9 426 | 41 | | | 9 385 |

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 | |
|---|-------------------------|--------|
| | 2021 | 2020 |
| Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations projetées est supérieure à l'actif du régime : (a) | | |
| Obligation au titre des prestations constituées | - | 1 034 |
| Juste valeur de l'actif des régimes | - | 954 |
| Obligation au titre des prestations constituées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime | - | 80 |
| Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations projetées est supérieure à l'actif du régime : (b) | | |
| Obligation au titre des prestations projetées | 1 132 | 10 067 |
| Juste valeur de l'actif des régimes | 1 031 | 9 426 |
| Obligation au titre des prestations projetées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime | 101 | 641 |
| Régimes non capitalisés couverts par les réserves comptables : | | |
| Obligation au titre des prestations projetées | 499 | 649 |
| Obligation au titre des prestations constituées | 461 | 565 |

- (a) Les montants indiqués pour 2020 représentent la part proportionnelle de la compagnie dans un régime de retraite financé par une coentreprise. La juste valeur de l'actif des régimes a dépassé l'obligation au titre des prestations constituées tant pour le régime financé par la compagnie que pour sa part proportionnelle dans un régime de retraite financé par une coentreprise en 2021.
- (b) En 2021, l'obligation au titre des prestations projetées a dépassé la juste valeur de l'actif des régimes uniquement pour la part proportionnelle de la compagnie dans un régime de retraite financé par une coentreprise.

Flux de trésorerie

Pour les exercices ci-dessous, les prestations à verser suivantes sont prévues :

| en millions de dollars canadiens | Prestations de retraite | Avantages complémentaires de retraite |
|----------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2022 | 460 | 30 |
| 2023 | 460 | 31 |
| 2024 | 460 | 31 |
| 2025 | 460 | 32 |
| 2026 | 460 | 33 |
| 2027 – 2031 | 2 295 | 173 |

Pour l'exercice 2022, la compagnie compte cotiser environ 204 millions de dollars en espèces à ses régimes.

5. Autres obligations à long terme

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 |
|--|--------------|--------------|
| Avantages de retraite (a) (note 4) | 1 362 | 2 105 |
| Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs (b) (c) | 1 713 | 1 676 |
| Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7) | 79 | 45 |
| Passif au titre des contrats de location-exploitation (note 13) | 147 | 95 |
| Autres obligations | 596 | 179 |
| Total des autres obligations à long terme | 3 897 | 4 100 |

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 56 millions de dollars à titre de passif à court terme (58 millions de dollars en 2020).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 102 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (100 millions de dollars en 2020).

(c) En 2021, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont été actualisées au taux de 6 % (6 % en 2020). 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|
| Solde au 1 ^{er} janvier | 1 674 | 1 400 | 1 417 |
| Ajouts (déductions) | 6 | 265 | (23) |
| Charge de désactualisation | 99 | 82 | 80 |
| Règlement | (58) | (73) | (74) |
| Solde au 31 décembre | 1 721 | 1 674 | 1 400 |

Les paiements au comptant estimés au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'élèvent à 77 millions de dollars pour 2022 et à 64 millions de dollars pour 2023.

6. Produits dérivés et instruments financiers

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 2021 et 31 décembre 2020, la juste valeur de la dette à long terme (4 447 millions de dollars, excluant les obligations de location-financement) était principalement une mesure de niveau 2.

Produits dérivés

La taille de l'entreprise, sa solide situation financière et la nature complémentaire des secteurs Amont, Aval et Produits chimiques réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et de taux de change. 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 à des fins de négociation. Les contrats de marchandises détenus aux fins de négociation sont présentés sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, à la ligne « Produits ». 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 instrument dérivé 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) | 2021 | 2020 |
|-------------------------|-------|-------|
| Pétrole brut | 7 390 | (800) |
| Produits | (560) | (390) |

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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---------------------------------------|------|------|------|
| Revenus | (46) | (13) | (3) |
| Achats de pétrole brut et de produits | (33) | (21) | (7) |
| Total | (79) | (34) | (10) |

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

Au 31 décembre 2021

| | Juste valeur | | | | Incidence de la compensation de contreparties | Incidence de compensation de garanties | Valeur comptable nette |
|---------------------|--------------|----------|----------|-------|---|--|------------------------|
| | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Total | | | |
| Actif | | | | | | | |
| Actifs dérivés (a) | 24 | 17 | - | 41 | (31) | - | 10 |
| Passif | | | | | | | |
| Passifs dérivés (b) | 31 | 12 | - | 43 | (31) | (7) | 5 |

(a) Compris dans la ligne du bilan consolidé « Matières, fournitures et charges payées d'avance », « Comptes débiteurs – montant net » et « Autres éléments d'actif, y compris non matériels – montant net ».

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

Au 31 décembre 2020
en millions de dollars canadiens

| | Juste valeur | | | | Incidence de la compensation de contreparties | Incidence de compensation de garanties | Valeur comptable nette |
|---------------------|--------------|----------|----------|-------|---|--|------------------------|
| | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Total | | | |
| Actif | | | | | | | |
| Actifs dérivés (a) | 2 | - | - | 2 | (2) | - | - |
| Passif | | | | | | | |
| Passifs dérivés (b) | 12 | - | - | 12 | (2) | (10) | - |

(a) Compris dans la ligne du bilan consolidé « Matières, fournitures et charges payées d'avance », « Comptes débiteurs – montant net » et « Autres éléments d'actif, y compris non matériels – montant net ».

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

Au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, respectivement, la compagnie avait 6 millions de dollars et 5 millions de dollars de garanties 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 ».

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. 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 2021, 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 espèces à quelques exceptions près. Le régime des unités d'actions 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 2021 :

| | Unités d'actions restreintes | Unités d'actions à dividende différé |
|--|---------------------------------|---|
| En circulation au 1 ^{er} janvier 2021 | 4 463 320 | 147 405 |
| Attribuées | 681 520 | 19 260 |
| Acquises/exercées | (1 021 865) | - |
| Confisquées et annulées | (172 360) | - |
| En circulation au 31 décembre 2021 | 3 950 615 | 166 665 |

En 2021, la charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes avant impôts s'est chiffrée à 96 millions de dollars (prestations de 2 de millions de dollars en 2020, charge de 34 millions de dollars en 2019). La charge d'impôts constatée dans les résultats au titre des programmes de rémunération pour l'exercice s'est chiffrée à 23 millions de dollars (économie d'impôts de 0 million de dollars en 2020, économie d'impôts de 9 millions de dollars en 2019) Des paiements au comptant de 52 millions de dollars au titre de ces régimes ont été versés en 2021 (33 millions de dollars en 2020, 50 millions de dollars en 2019).

Au 31 décembre 2021, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions assujetties à des restrictions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 80 millions de dollars, selon le cours de l'action de la compagnie à la fin de l'exercice. La période d'acquisition moyenne pondérée des unités d'actions assujetties à des restrictions est de 4.0 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2021.

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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|------|------|------|
| Produits de la vente d'actifs | 81 | 82 | 82 |
| Valeur comptable de la vente d'actifs | 32 | 47 | 36 |
| Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts | 49 | 35 | 46 |
| Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts | 43 | 32 | 42 |

9. Litiges et autres provisions

Diverses poursuites ont été intentées à l'encontre de l'Impériale 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 ou sa situation financière. Les obligations d'achat inconditionnel (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 société n'a pas contracté d'obligations d'achat inconditionnelles.

Suivant la vente conclue des stations-service Esso restantes détenues par l'Impériale, la compagnie avait, au 31 décembre 2021, un passif éventuel relativement à des garanties liées à l'exécution en vertu de contrats d'autres obligations avec des tiers totalisant 21 millions de dollars (26 millions de dollars en 2020).

Au 31 mars 2021, en raison de la résiliation des accords de prestation de services de transport liés au projet d'oléoduc d'un tiers, la compagnie a constaté un passif de 62 millions de dollars, précédemment comptabilisé comme un élément de passif éventuel.

10. Actions ordinaires

Au 31 décembre
en milliers d'actions

| | 2021 | 2020 |
|-----------------------------------|-----------|-----------|
| Autorisées | 1 100 000 | 1 100 000 |
| Actions ordinaires en circulation | 678 080 | 734 077 |

Le programme plus récent d'offre de rachat ordinaire d'une durée de 12 mois a pris effet le 29 juin 2021 au titre duquel l'Impériale a poursuivi son programme de rachat d'actions actuel. Ce programme a permis à l'entreprise de racheter un maximum de 35 583 671 actions ordinaires, (5 % du nombre total d'actions au 15 juin 2021) ce qui comprend les actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat ordinaire et à la société Exxon Mobil Corporation, une opération réalisée concurremment, mais hors de l'offre publique de rachat ordinaire. Dans le passé, la société Exxon Mobil Corporation avait informé la compagnie qu'elle avait l'intention de conserver la propriété d'environ 69,6 % du capital. Passé le 31 décembre 2021, le programme a été achevé le 31 janvier 2022 après que la compagnie ait racheté le nombre maximum autorisé d'actions selon le 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 :

| | Milliers d'actions | Millions de dollars |
|---|-----------------------|------------------------|
| Solde au 1 janvier 2019 | 782 565 | 1 446 |
| Actions émises en vertu du régime d'options sur actions | 1 | - |
| Achats à la valeur attribuée | (38 664) | (71) |
| Solde au 31 décembre 2019 | 743 902 | 1 375 |
| Actions émises en vertu du régime d'options sur actions | 7 | - |
| Achats à la valeur attribuée | (9 832) | (18) |
| Solde au 31 décembre 2020 | 734 077 | 1 357 |
| Actions émises en vertu du régime d'options sur actions | 7 | - |
| Achats à la valeur attribuée | (56 004) | (105) |
| Solde au 31 décembre 2021 | 678 080 | 1 252 |

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

| | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|-------------|-------------|-------------|
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base | | | |
| Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens) | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions) | 711,6 | 735,3 | 762,7 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars) | 3,48 | (2,53) | 2,88 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué | | | |
| Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens) | 2 479 | (1 857) | 2 200 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions) | 711,6 | 735,3 | 762,7 |
| Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions) (a) | 1,6 | - | 2,3 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions) | 713,2 | 735,3 | 765,0 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars) | 3,48 | (2,53) | 2,88 |
| Dividendes par action ordinaire – annoncés (en dollars) | 1,03 | 0,88 | 0,85 |

(a) Pour 2020, le bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué ne tient pas compte de l'incidence des 1,9 million d'actions des primes versées aux employés. Les primes à base d'actions versées aux employés ont le potentiel de diluer le bénéfice de base par action dans le futur.

11. Informations financières diverses

En 2021, le revenu net comprenait une perte après impôts de 13 millions de dollars (perte de 19 millions de dollars en 2020, perte de 22 millions de dollars en 2019) 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 2021 dépassait la valeur comptable DEPS d'environ 1,8 milliards de dollars (0,8 milliard de dollars en 2020). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 |
|----------------------------------|-------|-------|
| Pétrole brut | 674 | 630 |
| Produits pétroliers | 310 | 403 |
| Produits chimiques | 73 | 55 |
| Autres | 45 | 73 |
| Total | 1 102 | 1 161 |

En 2021, la compagnie a inscrit un rajustement des stocks défavorable de 74 millions de dollars (82 millions de dollars, avant impôts) (y compris la part proportionnelle des changements selon la méthode DEPS) se rapportait aux rapprochements résolus relativement aux additifs aux terminaux de tiers et aux stocks de produits aux terminaux de tiers. L'incidence hors période de 57 millions de dollars (63 millions de dollars avant impôts) s'étendait sur un certain nombre d'années et a été résolue.

Selon la compagnie, ce rajustement n'a pas de répercussions importantes sur les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, ni sur les périodes antérieures qu'il visait. Par conséquent, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés n'ont pas été retraitées.

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 2021, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 89 millions de dollars (105 millions de dollars en 2020, 133 millions de dollars en 2019). Ces coûts sont compris dans les charges, en raison du caractère incertain des avantages futurs.

Les « Comptes créditeurs et charges à payer » comprenaient les taxes courues autres que des impôts sur les bénéfices de 415 millions de dollars au 31 décembre 2021 (344 millions de dollars en 2020).

La compagnie a reçu des subventions dans le cadre du Plan d'intervention économique du Canada pour répondre à la COVID-19, qui comprenaient la part proportionnelle de l'Impériale dans une coentreprise. Ces sommes ont été comptabilisées en tant que réduction des dépenses et ont été incluses dans l'état consolidé des résultats, principalement à la ligne « Production et fabrication » (155 millions de dollars avant impôts en cumul annuel en 2020).

Au premier trimestre de 2020, avec le changement de l'évolution de la conjoncture économique et de la réduction de la capitalisation boursière de la compagnie, la compagnie a évalué la dépréciation de ses soldes d'écart d'acquisition et comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 20 millions de dollars dans le segment Amont. La dépréciation de l'écart d'acquisition est constatée à la ligne « Amortissement et épuisement » de l'état des résultats consolidé et à la ligne « Écart d'acquisition » du bilan consolidé. Le solde de l'écart d'acquisition restant est associé au secteur Aval.

12. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|----------------------------------|------|------|------|
| Intérêts sur la dette (a) | 63 | 102 | 138 |
| Intérêts capitalisés | (24) | (41) | (48) |
| Intérêts débiteurs – montant net | 39 | 61 | 90 |
| Autres intérêts | 15 | 3 | 3 |
| Financement total (b) | 54 | 64 | 93 |

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

(b) En 2021, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 0,2 % (0,8 % en 2020, 1,8 % en 2019).
En 2021, le taux d'intérêt effectif moyen sur les emprunts à long terme avec ExxonMobil s'est établi à 0,6 % (1,4 % en 2020, 2,2 % en 2019).

Au cours du deuxième trimestre de 2021, la compagnie a repoussé à mai 2023 la date d'échéance de deux de ses marges de crédit à court terme totalisant 750 millions de dollars. Il s'agit maintenant de facilités à long terme. La compagnie a également repoussé à juin 2022 sa marge de crédit à court terme de 300 millions de dollars. En novembre 2021, la compagnie a repoussé la date d'échéance de son autre marge de crédit à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2022. La compagnie n'a pas utilisé ces marges de crédit.

En 2021, la compagnie a remboursé le solde impayé de 111 millions de dollars et a résilié un prêt à vue renouvelable sans intérêt émis dans le cadre d'une entente conclue avec une société affiliée d'ExxonMobil.

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 installations de transport. Le passif au titre des contrats de location-exploitation 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 du passif au titre des contrats de location. 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 :

| | 2021 | | 2020 | | 2019 | |
|--|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| en millions de dollars canadiens | Contrats de location-exploitation | Contrats de location - finance-ment | Contrats de location-exploitation | Contrats de location-financement | Contrats de location-exploitation | Contrats de location-financement |
| Coût des contrats de location-exploitation | 123 | | 157 | | 151 | |
| Court terme et autre (net des revenus de sous-location) | 19 | | 40 | | 76 | |
| Amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation | | 17 | | 29 | | 55 |
| Intérêt sur les dettes de location | | 33 | | 38 | | 40 |
| Coût total de location | 142 | 50 | 197 | 67 | 227 | 95 |

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 | 2021 | | 2020 | |
|--|-----------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Contrats de location-exploitation | Contrats de location-financement (a) | Contrats de location-exploitation | Contrats de location-financement |
| Actif au titre du droit d'utilisation | | | | |
| Inclus dans Autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net) | 245 | | 188 | |
| Inclus dans Immobilisations corporelles, montant net, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement | | 637 | | 532 |
| Actif total au titre du droit d'utilisation | 245 | 637 | 188 | 532 |
| Charges de location exigibles durant | | | | |
| Inclus dans Comptes créditeurs et charges à payer | 102 | - | 97 | - |
| Inclus dans Billets et emprunts | | 22 | | 16 |
| Passif au titre des contrats de location à long terme | | | | |
| Inclus dans Autres obligations à long terme | 147 | - | 95 | - |
| Inclus dans Dette à long terme | | 607 | | 510 |
| Passif total au titre des contrats de location | 249 | 629 | 192 | 526 |
| Moyenne pondérée de la durée restante des contrats de location (années) | 4 | 38 | 4 | 38 |
| Moyenne pondérée du taux d'actualisation (%) | 1,2 | 4,8 | 2,5 | 7,3 |

(a) Le changement intervenu dans les contrats de location-financement en 2021 est attribuable à la modification et à la réévaluation de ces derniers.

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

| en millions de dollars canadiens | 2021 | |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Contrats de location-exploitation | Contrats de location-financement |
| Analyse des échéances des dettes locatives | | |
| 2022 | 104 | 52 |
| 2023 | 65 | 50 |
| 2024 | 44 | 49 |
| 2025 | 6 | 46 |
| 2026 | 5 | 44 |
| 2027 et après | 36 | 942 |
| Total des paiements de location | 260 | 1 183 |
| Valeur actualisée | (11) | (554) |
| Passif total au titre des contrats de location | 249 | 629 |

En plus du passif au titre des contrats de location-exploitation dans le tableau ci-dessus, en date du 31 décembre 2021, les engagements locatifs non actualisés pour des contrats de location n'ayant pas encore débuté totalisent 5 millions de dollars (27 millions de dollars en 2020).

Les paiements au comptant estimés au titre des contrats de locations-exploitation et des contrats de location-financement pas encore débutés s'élèvent à 2 millions de dollars pour 2022 ainsi que pour 2023.

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 :

| | 2021 | | 2020 | | 2019 | |
|--|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| | Contrats de location- exploitation | Contrats de location- finance ment | Contrats de location- exploitation | Contrats de location- financement | Contrats de location- exploitation | Contrats de location- financement |
| <i>en millions de dollars canadiens</i> | | | | | | |
| Sommes versés pour des montants inclus dans l'évaluation du passif au titre des contrats de location | | | | | | |
| Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation | 122 | - | 136 | 15 | 147 | 45 |
| Flux de trésorerie issus d'activités de financement | | 20 | | 20 | | 27 |
| Passif au titre du droit d'utilisation hors trésorerie comptabilisé comme | | | | | | |
| Pour l'adoption le 1 ^{er} janvier de la norme <i>Leases (Topic 842)</i> | | | | | 298 | |
| En échange du passif au titre de contrats de location durant l'exercice | 176 | 123 | 63 | 14 | 104 | - |

14. Dette à long terme

Au 31 décembre

en millions de dollars canadiens

| | 2021 | 2020 |
|--------------------------------------|-------|-------|
| Dette à long terme (a) | 4 447 | 4 447 |
| Contrats de location-financement (b) | 607 | 510 |
| Total de la dette à long terme | 5 054 | 4 957 |

- (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 2025, est résiliable sur préavis d'au moins 370 jours de la part d'ExxonMobil.
- (b) 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 4,8 % en 2021 (7,3 % en 2020). Les obligations totales au titre des contrats de location-financement comprennent aussi 22 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (16 millions de dollars en 2020). Les paiements en capital sur les contrats de location-financement s'élèvent à environ 20 millions de dollars par an en moyenne et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2022.

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. Au 31 décembre 2021, la compagnie n'affichait aucun coût capitalisé de puits d'exploration suspendus (0 million de dollars en 2020, 0 million de dollars en 2019).

Les activités d'exploration font souvent appel au forage de plusieurs puits sur un certain nombre d'années pour évaluer pleinement un projet. Au 31 décembre 2021, la compagnie n'avait aucun projet assorti de coûts de puits d'exploration capitalisés (0 en 2020, 0 en 2019).

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 informatiques et de soutien client 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.

La compagnie avait une entente en cours avec ExxonMobil portant sur la prestation de services de gestion, commerciaux et techniques à Syncrude Canada Ltée par ExxonMobil, entente qui a été résiliée lors du transfert de l'exploitation Syncrude le 30 septembre 2021.

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

Les achats et les produits réalisés par l'Impériale en 2021, avec ExxonMobil, s'élevaient à 2 669 millions de dollars et à 8 777 millions de dollars, respectivement (2 424 millions de dollars et 5 101 millions de dollars en 2020, respectivement).

Au 31 décembre 2021, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 4 447 millions de dollars (4 447 millions de dollars en 2020) et des emprunts à court terme de 0 million de dollars (111 millions de dollars en 2020) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 14, « Dette à long terme », à la page 73 et la note 12, « Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts », à la page 69). Le montant des frais de financement avec ExxonMobil s'est établi à 28 millions de dollars (61 millions de dollars en 2020).

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.

17. Autres éléments du résultat étendu (perte)

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

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------|---------|---------|
| Solde au 1 ^{er} janvier | (1 989) | (1 911) | (1 517) |
| 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 | 679 | (212) | (505) |
| Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu | 133 | 134 | 111 |
| Solde au 31 décembre | (1 177) | (1 989) | (1 911) |

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

| en millions de dollars canadiens | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|-------|-------|-------|
| Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées de la période (a) | (176) | (180) | (148) |

(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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|------|------|-------|
| 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) | 221 | (69) | (165) |
| Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite net des prestations constituées de la période | 43 | 46 | 37 |
| Total | 264 | (23) | (128) |

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

L'information figurant aux pages 76 à 77 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 et les gains et pertes à la vente d'actifs. La participation de 25 % de la compagnie dans les réserves prouvées de pétrole 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-------|---------|-------|
| Ventes aux clients (a) | 5 081 | 2 066 | 3 927 |
| Ventes intersectorielles (a) (b) | 3 037 | 1 777 | 2 627 |
| | 8 118 | 3 843 | 6 554 |
| Frais de production | 4 728 | 3 977 | 4 467 |
| Frais d'exploration | 32 | 13 | 47 |
| Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur) | 1 579 | 2 857 | 1 266 |
| Impôts sur le bénéfice | 457 | (678) | (487) |
| Résultats d'exploitation | 1 322 | (2 326) | 1 261 |

Les montants déclarés comme frais engagés en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur comprennent les coûts capitalisés et les coûts passés en charges au cours de 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 d'un changement du coût estimatif 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|-------|
| Coût des biens (c) | | | |
| Prouvés | - | - | - |
| Non prouvés | - | - | 2 |
| Coûts d'exploration | 32 | 13 | 47 |
| Coûts de mise en valeur | 576 | 816 | 1 176 |
| Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur | 608 | 829 | 1 225 |

- (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 clients et des ventes intersectorielles. Les chiffres bruts de ces postes sont comptabilisés 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.
- (c) 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 | 2021 | 2020 |
|------------------------------------|----------|----------|
| Coût des biens (a) | | |
| Prouvés | 2 045 | 2 070 |
| Non prouvés | 2 468 | 2 462 |
| Actifs de production | 39 926 | 39 785 |
| Construction inachevée | 1 762 | 1 518 |
| Coût total capitalisé | 46 201 | 45 835 |
| Amortissement cumulé et épuisement | (20 112) | (18 551) |
| Coûts nets capitalisés | 26 089 | 27 284 |

(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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|-----------|----------|-----------|
| Flux de trésorerie futurs | 161 577 | 23 911 | 166 801 |
| Coûts de production futurs | (101 580) | (18 787) | (127 911) |
| Coûts de mise en valeur futurs | (21 903) | (6 096) | (24 759) |
| Impôts sur les bénéfices futurs | (8 192) | (155) | (3 960) |
| Flux de trésorerie nets futurs | 29 902 | (1 127) | 10 171 |
| Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie | (15 732) | 1 065 | (4 660) |
| Flux de trésorerie futurs actualisés | 14 170 | (62) | 5 511 |

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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|---------|---------|---------|
| Solde au début de l'exercice | (62) | 5 511 | 8 734 |
| Variations découlant de ce qui suit : | | | |
| Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production | (3 841) | (447) | (2 441) |
| Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production (a) | 7 681 | (8 661) | (3 117) |
| Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes | 52 | 114 | 169 |
| Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice | 650 | 563 | 1 016 |
| Révisions d'estimations quantitatives antérieures | 13 482 | 459 | (168) |
| Accroissement de l'actualisation | 24 | 623 | 643 |
| Variation nette des impôts sur les bénéfices | (3 816) | 1 776 | 675 |
| Variation nette | 14 232 | (5 573) | (3 223) |
| Solde en fin d'exercice | 14 170 | (62) | 5 511 |

(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 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 2019 | 62 | 639 | 466 | 3 166 | 3 800 |
| Révisions | (20) | (33) | (27) | (134) | (187) |
| Récupération améliorée | - | - | - | - | - |
| (Vente) achat de réserves en place | - | (24) | - | - | (4) |
| Découvertes et extensions | 4 | 51 | - | - | 13 |
| Production | (5) | (52) | (24) | (93) | (130) |
| Fin de l'exercice 2019 | 41 | 581 | 415 | 2 939 | 3 492 |
| Révisions | (29) | (348) | (79) | (2 757) | (2 923) |
| Récupération améliorée | - | - | - | - | - |
| (Vente) achat de réserves en place | - | (10) | - | - | (2) |
| Découvertes et extensions | - | - | 133 | 1 | 134 |
| Production | (5) | (55) | (25) | (102) | (141) |
| Fin de l'exercice 2020 | 7 | 168 | 444 | 81 | 560 |
| Révisions | 13 | 165 | 17 | 2 239 | 2 297 |
| Récupération améliorée | - | - | - | 2 | 2 |
| (Vente) achat de réserves en place | - | (10) | - | - | (2) |
| Découvertes et extensions | - | - | - | - | - |
| Production | (4) | (42) | (23) | (106) | (140) |
| Fin de l'exercice 2021 | 16 | 281 | 438 | 2 216 | 2 717 |

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

| | | | | | |
|-------------------------|-----------|------------|------------|--------------|--------------|
| 1 janvier 2019 | 24 | 273 | 466 | 2 861 | 3 396 |
| 31 décembre 2019 | 22 | 291 | 415 | 2 609 | 3 095 |
| 31 décembre 2020 | 7 | 167 | 311 | 76 | 422 |
| 31 décembre 2021 | 14 | 205 | 326 | 1 957 | 2 331 |

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

| | | | | | |
|-------------------------|----------|-----------|------------|------------|------------|
| 1 janvier 2019 | 38 | 366 | - | 305 | 404 |
| 31 décembre 2019 | 19 | 290 | - | 330 | 397 |
| 31 décembre 2020 | - | 1 | 133 | 5 | 138 |
| 31 décembre 2021 | 2 | 76 | 112 | 259 | 386 |

- (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, les condensats 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 2019, 2020 et 2021. Les définitions utilisées sont conformes à la règle 4-10(a) du règlement S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

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 de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants peuvent avoir lieu 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 2019, les révisions à la baisse des réserves prouvées de bitume ont été motivées par des mises à jour des plans techniques et de développement à Kearl, ce qui a entraîné une diminution de 0,2 milliard de barils, partiellement compensée par une augmentation de 0,1 milliard de barils à Cold Lake, associée à un changement à la fin d'exploitation du gisement attribuable aux prix. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole synthétique ont été le résultat d'une augmentation des obligations de redevances à Syncrude en raison des prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement des actifs non classiques de Montney et de Duvernay, et de la cession des biens classiques.

En 2020, les révisions à la baisse des réserves de bitume prouvées découlaient de la faiblesse des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, les 2,2 milliards de barils de bitume à Kearl et les 0,6 milliard de barils de bitume à Cold Lake ne sont plus considérés comme des réserves prouvées. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole synthétique ont été le résultat d'une baisse des prix, compensée par l'ajout de réserves prouvées non mises en valeur associées à la mise en valeur future à Syncrude. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement des actifs non classiques de Montney et de Duvernay, et de la cession des biens classiques.

En 2021, les révisions à la hausse des réserves de bitume prouvées découlaient de l'amélioration des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, les 1,7 milliard de barils de bitume à Kearl et les 0,5 milliard de barils de bitume à Cold Lake sont considérés comme des réserves prouvées. Les révisions à la hausse des réserves prouvées de pétrole synthétique découlaient de l'amélioration des prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement et de la cession des actifs non classiques de Montney et de Duvernay.

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 l'Impériale. 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 Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

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 pétrolifères. Pour ce qui est du pétrole 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 pétrolifères. 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 et installations 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 et installations existants et futurs.



Imperial



Esso **Mobil**