

2017 États financiers annuels et analyse de la direction

Section financière

| Table des matières | Page |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Informations financières (PCGR des États-Unis)..... | 2 |
| Terminologie..... | 3 |
| Rapport de gestion | 5 |
| Aperçu | 5 |
| Environnement commercial et évaluation des risques..... | 5 |
| Résultats d'exploitation..... | 9 |
| Situation de trésorerie et sources de financement..... | 14 |
| Dépenses en immobilisations et frais d'exploration | 17 |
| Risques commerciaux et autres incertitudes | 18 |
| Estimations comptables critiques..... | 20 |
| Normes comptables publiées récemment..... | 24 |
| Rapport de gestion sur les contrôles internes des états financiers..... | 25 |
| Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables..... | 26 |
| État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)..... | 28 |
| État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis) | 29 |
| Bilan consolidé (PCGR des États-Unis) | 30 |
| État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis)..... | 31 |
| État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis)..... | 32 |
| Notes aux états financiers consolidés | 33 |
| 1. Résumé des principales politiques comptables | 33 |
| 2. Secteurs d'activités | 39 |
| 3. Impôts sur le bénéfice..... | 41 |
| 4. Avantages de retraite..... | 42 |
| 5. Autres obligations à long terme | 48 |
| 6. Produits dérivés et instruments financiers | 48 |
| 7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions | 49 |
| 8. Revenus de placement et d'autres sources | 50 |
| 9. Litiges et autres provisions | 50 |
| 10. Actions ordinaires | 51 |
| 11. Informations financières diverses | 52 |
| 12. Coûts de financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts | 52 |
| 13. Immobilisations louées..... | 52 |
| 14. Dette à long terme | 53 |
| 15. Comptabilité des coûts de puits d'exploration suspendus..... | 53 |
| 16. Transactions avec des apparentés | 54 |
| 17. Autres éléments du résultat étendu (perte)..... | 55 |
| Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz (hors audit)..... | 56 |
| Résultats financiers trimestriels et opérations sur actions | 60 |

Informations financières (PCGR des États-Unis)

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--------------------------------------------------------------|---------------|--------|--------|--------|--------|
| Produits d'exploitation | 29 125 | 25 049 | 26 756 | 36 231 | 32 722 |
| Bénéfice (perte) net | | | | | |
| Secteur Amont | (706) | (661) | (704) | 2 059 | 1 712 |
| Secteur Aval | 1 040 | 2 754 | 1 586 | 1 594 | 1 052 |
| Produits chimiques | 235 | 187 | 287 | 229 | 162 |
| Comptes non sectoriels et autres | (79) | (115) | (47) | (97) | (98) |
| Bénéfice (perte) net | 490 | 2 165 | 1 122 | 3 785 | 2 828 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice | 1 195 | 391 | 203 | 215 | 272 |
| Total de l'actif en fin d'exercice | 41 601 | 41 654 | 43 170 | 40 830 | 37 218 |
| Dette à long terme en fin d'exercice | 5 005 | 5 032 | 6 564 | 4 913 | 4 444 |
| Total de la dette en fin d'exercice | 5 207 | 5 234 | 8 516 | 6 891 | 6 287 |
| Autres obligations à long terme en fin d'exercice | 3 780 | 3 656 | 3 597 | 3 565 | 3 091 |
| Capitaux propres en fin d'exercice | 24 435 | 25 021 | 23 425 | 22 530 | 19 524 |
| Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation | 2 763 | 2 015 | 2 167 | 4 405 | 3 292 |
| Informations par action (en | | | | | |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat de base | 0,58 | 2,55 | 1,32 | 4,47 | 3,34 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat dilué | 0,58 | 2,55 | 1,32 | 4,45 | 3,32 |
| Dividendes versés par action - annoncés | 0,63 | 0,59 | 0,54 | 0,52 | 0,49 |

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.

Capital utilisé

La valeur du capital utilisé est une mesure de 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. 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.

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|---------|---------|
| Utilisations dans l'entreprise : Perspective de l'actif et du passif | | | |
| Total de l'actif | 41 601 | 41 654 | 43 170 |
| Moins : Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts | (3 934) | (3 681) | (3 441) |
| Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme | (8 025) | (7 718) | (7 788) |
| Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire | 19 | 17 | 18 |
| Total du capital utilisé | 29 661 | 30 272 | 31 959 |
| Total des sources de l'entreprise : Perspective de la dette et des capitaux propres | | | |
| Billets et emprunts | 202 | 202 | 1 952 |
| Dette à long terme | 5 005 | 5 032 | 6 564 |
| Capitaux propres | 24 435 | 25 021 | 23 425 |
| Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire | 19 | 17 | 18 |
| Total du capital utilisé | 29 661 | 30 272 | 31 959 |

Rendement du capital moyen utilisé (RCMU)

Le RCMU est un ratio financier. 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 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. L'entreprise utilise cette définition du RCMU depuis plusieurs années et considère qu'elle constitue la meilleure indication de la productivité du capital dans le temps, à l'intérieur d'un secteur industriel à forte intensité de capital où le rendement se mesure à long terme, afin d'évaluer les résultats de la direction et de démontrer aux actionnaires que le capital est bien utilisé à long terme. D'autres indicateurs sont utilisés pour les décisions d'investissement, reposant plus sur les flux de trésorerie.

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|--------|--------|
| Bénéfice net | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Coûts de financement (après impôts), incluant la part de l'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire | 48 | 53 | 30 |
| Bénéfice net à l'exclusion des coûts de financement | 538 | 2 218 | 1 152 |
| Capital moyen utilisé | 29 967 | 31 116 | 30 700 |
| Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise | 1,8 | 7,1 | 3,8 |

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs

La valeur des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs 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. L'entreprise applique depuis longtemps un processus rigoureux d'évaluation périodique afin de s'assurer que tous 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.

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Trésorerie issue d'activités d'exploitation | 2 763 | 2 015 | 2 167 |
| Produits de la vente d'actifs | 232 | 3 021 | 142 |
| Total des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs | 2 995 | 5 036 | 2 309 |

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation correspondent aux coûts de la période pour produire, fabriquer et préparer de toute autre façon les produits de l'entreprise 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. 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 | 2017 | 2016 | 2015 |
|------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale | | | |
| Total des dépenses | 28 842 | 24 910 | 24 965 |
| Moins : | | | |
| Achats de pétrole brut et de produits | 18 145 | 15 120 | 15 284 |
| Taxe d'accise fédérale | 1 673 | 1 650 | 1 568 |
| Coûts de financement | 78 | 65 | 39 |
| Sous-total | 19 896 | 16 835 | 16 891 |
| Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire | 62 | 63 | 40 |
| Total des coûts d'exploitation | 9 008 | 8 138 | 8 114 |

Composants des coûts d'exploitation

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale | | | |
| Production et fabrication | 5 698 | 5 224 | 5 434 |
| Frais de vente et frais généraux | 893 | 1 129 | 1 117 |
| Dépréciation et épuisement | 2 172 | 1 628 | 1 450 |
| Exploration | 183 | 94 | 73 |
| Sous-total | 8 946 | 8 075 | 8 074 |
| Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire | 62 | 63 | 40 |
| Total des coûts d'exploitation | 9 008 | 8 138 | 8 114 |

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 simple, qui repose sur l'extraction, le raffinage et la commercialisation d'hydrocarbures et de produits à base d'hydrocarbures. Le modèle d'affaires de la compagnie comprennent la production (ou l'achat), la fabrication et la vente de produits, et toutes les activités commerciales visent directement à faciliter le transport sous-jacent de marchandises.

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. Le modèle d'affaires intégré de l'entreprise, reposant sur des investissements significatifs dans les secteurs Amont, Aval et Produits chimiques, réduit les risques associés aux variations des cours des matières premières. Bien que le prix des marchandises soit instable à court terme, du fait du jeu de l'offre et de la demande, les décisions de l'Impériale en matière d'investissement sont fondées sur des perspectives commerciales à long terme et reposent sur 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 à court terme, et à l'élaboration des hypothèses économiques à long terme servant à évaluer les investissements. Les volumes sont fondés sur les profils de production des gisements lesquels sont également mis à jour annuellement. Les fourchettes des cours du pétrole brut, du gaz naturel, des produits raffinés et des produits chimiques reposent sur les hypothèses 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 scénarios économiques. 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.

Environnement commercial et évaluation des risques

Perspectives à long terme

La base des « Perspectives à long terme » sont les *perspectives énergétiques à long terme* annuelles d'Exxon Mobil Corporation utilisées pour établir les stratégies commerciales et les plans d'investissement à long terme de l'entreprise. Selon les projections, d'ici à 2040, la population mondiale devrait atteindre à peu près 9,2 milliards d'habitants, soit environ 1,7 milliard de personnes de plus qu'en 2016. Parallèlement à cette augmentation de la population, la compagnie prévoit une croissance de l'économie mondiale de près de 3 % par an en moyenne. Avec la croissance économique et démographique, et l'amélioration du niveau de vie de milliards de personnes, les besoins en énergie vont continuer à croître. Même si on réalisait d'importants gains en efficacité, la demande mondiale d'énergie devrait augmenter d'environ 25 % entre 2016 et 2040. 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). Le Canada devrait connaître une croissance stable voire faible de la demande locale en énergie jusqu'en 2040, et continuera d'être un grand exportateur d'énergie pour contribuer à satisfaire les besoins énergétiques mondiaux.

Alors que la prospérité grandissante entraînera une hausse de la demande mondiale d'énergie, l'utilisation croissante de technologies et de pratiques à haute efficacité énergétique et de carburants 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 2040, ce qui aura des répercussions sur les besoins en énergie des transports, de la production d'électricité, des applications industrielles et des secteurs de l'habitation et de l'activité commerciale.

De 2016 à 2040, l'énergie nécessaire au transport mondial (automobiles, camions, navires, trains et avions) devrait augmenter d'environ 30 %. La croissance de la demande énergétique des transports représentera probablement environ 60 % de l'augmentation de la demande mondiale de carburants liquides au cours de

cette période, même si la demande de liquides pour les véhicules utilitaires légers est relativement stable jusqu'en 2040, reflétant l'incidence d'une meilleure économie de carburant pour les parcs et une croissance importante des voitures électriques au cours de cette période. Les carburants liquides étant abondants, faciles à transporter, largement disponibles et produisant une grande quantité d'énergie pour un petit volume, la majorité des parcs de transport du monde sont susceptibles de continuer à en dépendre.

Il est prévu qu'entre 2016 et 2040, la demande mondiale d'électricité augmentera d'environ 60 %, les pays en développement représentant environ 85 % 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. La satisfaction de la demande croissante d'électricité nécessitera un large éventail de sources d'énergie. D'ici 2040, la part de production d'électricité au charbon devrait diminuer sensiblement et approcher 25 % de l'électricité mondiale, contre près de 40 % en 2016, 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 de changement climatique. Entre 2016 et 2040, la quantité d'électricité fournie à partir du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables devrait pratiquement doubler, et représenter environ 95 % de la croissance en termes de fourniture d'électricité. Les énergies renouvelables au total, notamment l'énergie éolienne et solaire, représenteront près de la moitié de la croissance en termes de fourniture d'électricité dans le monde jusqu'en 2040, culminant à près de 35 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2040. Le gaz naturel et l'énergie nucléaire verront également leur part augmenter jusqu'en 2040, atteignant respectivement environ 25 % et 12 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2040. 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 types d'énergie.

Les carburants liquides assurent actuellement la plus grande part de l'approvisionnement mondial en énergie, étant largement disponibles, abordables, faciles à distribuer et à stocker et adaptables en tant que solution concrète répondant à une grande variété de besoins. D'ici à 2040, la demande mondiale de carburants liquides devrait atteindre environ 118 millions de barils par jour, soit environ 20 % de plus qu'en 2016. Une grande partie de cette demande est aujourd'hui satisfaite par la production de pétrole classique; ces approvisionnements, étant en bonne partie compensés 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'options d'approvisionnement économiques, les ressources mondiales seront suffisantes pour combler la demande projetée jusqu'en 2040. Toutefois, il demeure essentiel de pouvoir accéder aux ressources et investir en temps opportun pour répondre aux besoins mondiaux par un approvisionnement fiable et abordable.

Le gaz naturel étant un combustible polyvalent aux applications multiples, il sera le combustible, parmi tous les types d'énergie primaire, qui devrait connaître la plus forte entre 2016 et 2040, satisfaisant environ 35 % de la croissance de la demande énergétique. De 2016 à 2040, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter à près de 40 %, et environ 45 % de cette augmentation devrait avoir lieu dans la région Asie-Pacifique. La croissance importante des sources d'approvisionnement en gaz non classique, c'est-à-dire le gaz naturel présent dans le schiste et dans d'autres formations rocheuses dont l'extraction n'était pas jugée rentable autrefois, contribuera à combler ces besoins. Au total, environ 55 % de la croissance des approvisionnements en gaz naturel devrait provenir de sources non classiques. Il demeure néanmoins prévu que le gaz naturel de sources classiques devrait conserver le devant de la scène, assurant environ les deux tiers de la demande mondiale en 2040. À l'échelle mondiale, le commerce du gaz naturel liquéfié (GNL) prendra de plus en plus d'ampleur, satisfaisant environ un tiers de la croissance de la demande, 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 2040. Le pétrole en constituant près du tiers en 2040, il demeurera la principale forme d'énergie. Actuellement, le charbon est la deuxième forme d'énergie en importance, mais il pourrait bien céder sa place au gaz naturel entre 2020 et 2025. La part du gaz naturel devrait atteindre 25 % d'ici à 2040, tandis que celle du charbon tomberait à environ 20 %. 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 15 % du total mondial d'ici à 2040, la part combinée de l'énergie biomassique, hydraulique et géothermique comptant pour plus de 10 %. De 2016 à 2040, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants bondira de près de 250 %, approchant une part combinée d'environ 5 % de la production mondiale d'énergie.

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 réserves des gisements déjà découverts. Cette hausse sera rendue possible grâce aux avancées technologiques. Les coûts de mise en valeur et d'extraction de ces ressources seront élevés. Selon la publication *World Energy Outlook 2017* de l'Agence internationale de l'énergie, l'investissement requis pour satisfaire les besoins énergétiques mondiaux en pétrole et en gaz naturel de 2017 à 2040 s'élèvera à près de 21 billions USD (New Policies Scenario, en dollars de 2016), soit plus de 860 milliards USD par an en moyenne.

Les accords internationaux et les réglementations provinciales 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.

Aux fins de l'évaluation des stratégies commerciales et des investissements de l'Impériale à long terme, les *Perspectives énergétiques* d'ExxonMobil servent de base pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie. 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* d'ExxonMobil illustrent un milieu où les politiques climatiques sont de plus en plus strictes et cadrent avec le regroupement des contributions prévues déterminées au niveau national présentés par les signataires de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) de l'Accord de Paris 2015. Les *Perspectives énergétiques* d'ExxonMobil visent à mettre en lumière les répercussions éventuelles des politiques liées au changement climatique, lesquelles ciblent souvent des secteurs précis, en utilisant des hypothèses et outils divers, dont l'application d'un coût indirect du carbone pour estimer les effets potentiels sur la demande des consommateurs. 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. Les solutions concrètes aux défis mondiaux en matière d'énergie et de changement climatique tiendront compte de la concurrence sur le marché, 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. 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.

Les informations présentées dans cet exposé de « 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.

Secteur Amont

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 maximiser 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'efficacité organisationnelles. Elles reposent sur la quête incessante de l'intégrité opérationnelle, de l'utilisation de techniques innovatrices, d'une méthode rigoureuse en matière de gestion des coûts et d'investissement, du perfectionnement des employés et de l'investissement dans les communautés où la compagnie est implantée.

L'Impériale peut compter sur une base significative de ressources pétrolières et gazières, ainsi que sur un vaste éventail de projets potentiels. La compagnie évalue continuellement diverses possibilités susceptibles d'alimenter sa croissance à long terme. Alors que de nouveaux projets de mise en valeur entraînent une nouvelle production, l'Impériale s'attend à une croissance provenant des sables bitumineux in situ et de l'extraction, et de sources non classiques, et à ce que le plus important potentiel de croissance soit lié aux sources in situ. Les volumes réels varieront d'une année sur l'autre en raison des facteurs décrits à l'élément 1A – « Facteurs de risque ».

L'environnement industriel du secteur Amont a continué sur son élan en 2017, le prix du pétrole brut ayant augmenté en raison du resserrement de l'offre et de l'accroissement de la demande. 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), et en 2017, le prix moyen du pétrole brut WTI et WCS en dollars américains était plus élevé par rapport à 2016. Les marchés du pétrole brut et du gaz naturel ont toujours connu des périodes de grande volatilité des prix. L'Impériale croit qu'à long terme, les prix continueront à dépendre de l'offre et de la demande et que la demande sera largement déterminée par les activités et niveaux de prospérité économiques généraux. Au niveau de l'offre, les prix seront considérablement affectés par le contexte politique, les décisions de l'OPEP, les actions des autres pays grands producteurs et d'autres facteurs. Pour gérer les risques liés aux prix, l'Impériale évalue ses plans annuels et tous les investissements majeurs selon différents scénarios de prix.

Secteur Aval

Le secteur Aval de l'Impériale sert principalement le marché canadien avec des installations de raffinage, de commercialisation et de logistique. 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 423 000 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, le diesel, le carburéacteur et le mazout domestique). 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 régional, 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.

La croissance de la demande est demeurée vigoureuse en 2017, ce qui a entraîné une baisse des niveaux de stocks de d'essence et de distillats. Sur le continent nord-américain, les raffineries continuent à bénéficier d'un approvisionnement rentable de la charge d'alimentation et d'énergie.

Comme cela est 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'intégration complète de la chaîne de valeur de l'Impériale, du raffinage à la commercialisation, accroît la valeur globale du secteur des carburants.

L'Impériale fournit des produits pétroliers aux automobilistes via les stations-service de marque Esso et Mobil et des distributeurs indépendants. En moyenne au cours de l'année, la compagnie comptait plus de 1 800 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. La marque de carburant Mobil a été lancée en 2017 au Canada parallèlement à l'annonce de la conversion de plus de 200 stations-service de tiers sans marque existantes. L'achèvement de cette conversion Mobil est prévu en 2018.

La compagnie prévoit continuer à étendre la présence de sa marque partout au Canada avec le lancement des stations-service de marque Mobil et la conversion continue de stations-service de tiers à la marque Esso, destinés aux particuliers et aux entreprises.

Produits chimiques

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 et à créer un contexte de marges favorable pour les producteurs de produits chimiques intégrés. L'Impériale a maintenu un avantage concurrentiel grâce au maintien d'une rigueur dans l'excellence opérationnelle, les investissements et les coûts. En 2017, la compagnie a continué de dégager de la valeur de l'intégration entre l'usine chimique de Sarnia et la raffinerie. L'Impériale tire parti également de son intégration aux 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

Chiffres consolidés

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|------|-------|-------|
| Bénéfice (perte) net | 490 | 2 165 | 1 122 |

2017

La perte nette en 2017 a été de 490 millions de dollars ou 0,58 \$ par action sur une base diluée, représentant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars (0,35 \$ par action) liées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars (0,33 \$ par action) associées au projet gazier Mackenzie. Ce résultat se compare à un bénéfice net de 2 165 millions de dollars (2,55 \$ par action) en 2016, qui comprenait un gain de 1,7 milliard de dollars (2,01 \$ par action) tiré de la vente de sites de vente au détail.

2016

Le bénéfice net en 2016 s'est établi à 2 165 millions de dollars, ou 2,55 \$ par action sur une base diluée, en incluant un gain de 1,7 milliard de dollars (2,01 \$ par action) provenant de la vente des sites de vente au détail, par rapport à un bénéfice net de 1 122 millions de dollars ou 1,32 \$ par action en 2015. Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 2 754 millions de dollars, une hausse par rapport à 1 586 millions de dollars en 2015. Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques s'est établi à 187 millions de dollars. Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 661 millions de dollars en 2016, comparativement à une perte nette de 704 millions de dollars en 2015.

Secteur Amont

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|
| Bénéfice (perte) net | (706) | (661) | (704) |

2017

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 706 millions de dollars en 2017, reflétant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars liées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars associées au projet gazier Mackenzie. Excluant ces pertes de valeur comptabilisées, la perte nette s'est chiffrée à 140 millions de dollars par rapport à une perte nette de 661 millions de dollars en 2016. Les résultats ont bénéficié de l'impact de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au Canada d'environ 1 190 millions de dollars et la hausse des volumes de Kearn d'environ 60 millions de dollars. Les résultats ont été négativement touchés par les redevances plus élevées d'environ 250 millions de dollars, la baisse des volumes de production sur le site de Syncrude et de Norman Wells d'environ 190 millions de dollars, les charges d'exploitation plus élevées principalement liées aux sites de Syncrude et de Kearn d'environ 150 millions de dollars, la hausse des coûts de l'énergie d'environ 80 millions de dollars et l'incidence négative de l'appréciation du dollar canadien d'environ 60 millions de dollars.

2016

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 661 millions de dollars en 2016, comparativement à une perte nette de 704 millions de dollars en 2015. La perte enregistrée en 2016 a reflété une baisse en matière de réalisations d'environ 700 millions de dollars, l'impact des feux de forêt au Nord de l'Alberta à hauteur de 155 millions de dollars et l'augmentation de la dépense d'amortissement d'environ 120 millions de dollars. Ces facteurs ont été partiellement compensés par les volumes plus élevés d'environ 320 millions de dollars, l'effet de la faiblesse du dollar canadien d'environ 130 millions de dollars, l'effet favorable de la baisse des redevances d'environ 80 millions de dollars, les frais d'exploitation de gisements plus bas d'environ 80 millions de dollars, et la baisse des coûts de l'énergie d'environ 50 millions de dollars. La perte en 2015 reflète l'impact associé à l'augmentation de 327 millions de dollars de l'impôt sur le revenu des sociétés en Alberta.

Prix touchés moyens

| dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------------|--------------|-------|-------|
| Bitume (le baril) | 39,13 | 26,52 | 32,48 |
| Pétrole synthétique (le baril) | 67,58 | 57,12 | 61,33 |
| Pétrole brut classique (le baril) | 53,51 | 32,93 | 36,58 |
| Liquides de gaz naturel (le baril) | 31,46 | 15,58 | 14,70 |
| Gaz naturel (le millier de pieds cubes) | 2,58 | 2,41 | 2,78 |

2017

La valeur moyenne de West Texas Intermediate s'est établie à 50,85 \$ US le baril en 2017, une baisse par rapport à 43,44 \$ US le baril au cours de l'exercice précédent. Le cours moyen du Western Canada Select (WCS) s'est établi en moyenne à 38,95 \$ US et 29,49 \$ US respectivement pour les mêmes périodes. Le différentiel WTI et WCS s'est creusé à 23 % en 2017, contre 32 % en 2016. Le dollar canadien atteignait en moyenne 0,77 \$ US en 2017, soit une baisse de 0,02 \$ US par rapport à 2016.

Les réalisations moyennes de l'Impériale en dollars canadiens pour le bitume et le pétrole brut synthétique ont augmenté de manière essentiellement conforme aux références nord-américaines, ajustées en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 39,13 \$ par baril pour 2017, soit une augmentation de 12,61 \$ par baril par rapport à 2016. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique était de 67,58 \$ par baril, soit une augmentation de 10,46 \$ par baril par rapport à 2016.

2016

La valeur moyenne de West Texas Intermediate s'est établie à 43,44 USD le baril en 2016, une baisse par rapport à 48,83 USD le baril en 2015. Western Canada Select s'est établi en moyenne à 29,49 USD le baril, contre 35,34 USD le baril pour les mêmes périodes. Le différentiel WTI et WCS s'est élargi à 32 % en 2016, contre 28 % en 2015. Le dollar canadien atteignait en moyenne 0,75 USD en 2016, soit une baisse de 0,03 USD par rapport à 2015.

Les réalisations moyennes de l'Impériale en dollars canadiens pour le bitume et le pétrole brut synthétique ont reculé de manière essentiellement conforme aux références nord-américaines, ajustées en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi en moyenne à 26,52 \$ pour 2016, soit une diminution de 5,96 \$ par baril par rapport à 2015. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique était de 57,12 \$ par baril, soit une baisse de 4,21 \$ par baril par rapport à la même période en 2015.

Pétrole brut et LGN – Production et ventes (a)

| milliers de barils par jour | 2017 | | 2016 | | 2015 | |
|--------------------------------------------------|------|-----|------|-----|------|-----|
| | brut | net | brut | net | brut | net |
| Bitume | 288 | 255 | 281 | 256 | 266 | 245 |
| Pétrole synthétique (b) | 62 | 57 | 68 | 67 | 62 | 58 |
| Pétrole brut classique | 4 | 3 | 14 | 12 | 15 | 14 |
| Total de la production de pétrole brut | 354 | 315 | 363 | 335 | 343 | 317 |
| LGN mis en vente | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Total de la production de pétrole brut et de LGN | 355 | 316 | 364 | 336 | 344 | 318 |
| Ventes de bitume, diluant compris (c) | 381 | | 374 | | 349 | |
| Ventes de LGN | 6 | | 5 | | 5 | |

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

| millions de pieds cubes par jour | 2017 | | 2016 | | 2015 | |
|----------------------------------|------|-----|------|-----|------|-----|
| | brut | net | brut | net | brut | net |
| Production (d) (e) | 120 | 114 | 129 | 122 | 130 | 125 |
| Production mise en vente (f) | | 80 | | 87 | | 94 |

- (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. La production nette exclut ces parts.
- (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) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.
- (e) La production nette est égale à la production brute moins la quote-part des propriétaires miniers ou des gouvernements ou des deux. La production nette indiquée dans le tableau ci-dessus correspond aux quantités de production indiquées dans les réserves prouvées nettes.
- (f) Comprend les ventes de la quote-part de la compagnie dans la production nette et exclut les quantités consommées en interne.

2017

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 162 000 barils par jour en 2017, une hausse par rapport à 161 000 barils par jour en 2016.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 178 000 barils par jour en 2017 (la part de l'Impériale se chiffrant à 126 000 barils), contre 169 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils) en 2016. L'accroissement de la production en 2017 reflète une fiabilité accrue associée aux opérations d'extraction et de préparation du minerai.

Au cours de 2017, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 62 000 barils par jour, une hausse par rapport à 68 000 barils par jour en 2016. Le total de production de 2017 du site Syncrude a été affecté par un incendie dans l'unité de valorisation Syncrude de Mildred Lake en mars 2017, ainsi que par des travaux d'entretien programmés. En 2016, la production avait été affectée par les feux de forêt en Alberta et par des travaux d'entretien programmés.

2016

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 161 000 barils par jour en 2016, une hausse par rapport à 158 000 barils par jour en 2015.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 169 000 barils par jour en 2016 (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils), contre 152 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 108 000 barils) en 2015. L'augmentation a été le résultat du lancement du projet d'expansion.

Au cours de 2016, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 68 000 barils par jour, une hausse par rapport à 62 000 barils par jour en 2015. L'accroissement de la production reflète la poursuite des efforts visant à améliorer la fiabilité des opérations, ce qui a largement compensé l'impact des feux de forêt de l'Alberta.

Secteur Aval

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|--------------|-------|-------|
| Bénéfice (perte) net | 1 040 | 2 754 | 1 586 |

2017

Les bénéfices nets du secteur Aval étaient de 1 040 millions de dollars, contre 2 754 millions de dollars en 2016, qui inclut un gain de 1 841 millions de dollars découlant de la vente de stations-service détenues par la compagnie et des activités d'aviation générale. En excluant l'incidence de la vente d'actifs en 2016, les bénéfices ont augmenté de 127 millions de dollars reflétant une hausse des marges de raffinage d'environ 340 millions de dollars, une réduction des dépenses de commercialisation d'environ 160 millions de dollars, principalement liées aux cessions d'actifs de vente au détail et à un gain de 151 millions de dollars sur la vente d'un actif excédentaire. Ces facteurs ont été partiellement annulés par des marges de commercialisation moins élevées d'environ 330 millions de dollars principalement liées aux effets de cessions d'actifs de vente au détail et à une augmentation des activités d'entretien d'environ 130 millions de dollars.

2016

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 2 754 millions de dollars, une hausse par rapport à 1 586 millions de dollars en 2015. Les bénéfices ont augmenté principalement en raison d'un gain de 1 841 millions de dollars provenant de la vente des sites de vente au détail et des activités d'aviation générale, de l'impact de la faiblesse du dollar canadien d'environ 130 millions de dollars, des volumes de ventes plus élevées obtenues grâce à la commercialisation d'environ 50 millions de dollars, partiellement contrebalancé par la baisse d'environ 910 millions de dollars des marges bénéficiaires dans le secteur Aval.

Utilisation de la capacité de raffinage

| milliers de barils par jour (a) | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------------------------------------|------------|------|------|
| Production totale des raffineries (b) | 383 | 362 | 386 |
| Capacité de raffinage au 31 décembre | 423 | 423 | 421 |
| Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage) | 91 | 86 | 92 |

Ventes

| milliers de barils par jour (a) | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------------------------|------------|------|------|
| Essence | 257 | 261 | 247 |
| Mazout domestique, carburant diesel et carburacteur | 177 | 170 | 170 |
| Mazout lourd (c) | 18 | 16 | 16 |
| Huiles lubrifiantes et autres produits | 40 | 37 | 45 |
| Ventes nettes de produits pétroliers | 492 | 484 | 478 |

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

(b) Pétrole brut et charges d'alimentation expédiés directement dans les unités de distillation atmosphérique.

(c) En 2017, les ventes de produit de noir de carbone sont présentées avec les Ventes nettes de produits pétroliers – Mazout lourd, tandis qu'elles figuraient dans les ventes totales de produits pétrochimiques – Polymères et produits chimiques de base en 2016 et 2015.

2017

Le débit moyen des raffineries a été de 383 000 barils par jour en 2017, une hausse par rapport à 362 000 barils par jour en 2016. L'utilisation des capacités de production a augmenté à environ 91 % contre 86 % en 2016, ce qui fait écho à une réduction des activités d'entretien. Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 492 000 barils par jour en 2017, en hausse par rapport à 484 000 barils par jour en 2016. La croissance des ventes est toujours soutenue par l'optimisation de l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur Aval.

2016

Le débit moyen des raffineries a été de 362 000 barils par jour en 2016, comparativement à 386 000 barils par jour en 2015. L'utilisation de la capacité a diminué à 86 % par rapport à 92 % en 2015, reflétant la plus grande portée des activités de remise en état et d'entretien dans l'année en cours. Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 484 000 barils par jour en 2016, en hausse par rapport à 478 000 barils par jour en 2015. La croissance des ventes est attribuable à l'accent mis par la compagnie sur l'établissement d'ententes d'approvisionnement à long terme.

Produits chimiques

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|------|------|------|
| Bénéfice (perte) net | 235 | 187 | 287 |

Ventes

| milliers de tonnes | 2017 | 2016 | 2015 |
|---------------------------------------------|------|------|------|
| Polymères et produits chimiques de base (a) | 564 | 697 | 735 |
| Produits intermédiaires et autres | 210 | 211 | 210 |
| Ventes totales de produits chimiques | 774 | 908 | 945 |

(a) En 2017, les ventes de produit de noir de carbone sont présentées avec les Ventes nettes de produits pétroliers – Mazout lourd, tandis qu'elles figuraient dans les ventes totales de produits pétrochimiques – Polymères et produits chimiques de base en 2016 et 2015.

2017

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre de 235 millions de dollars, une hausse par rapport à 187 millions de dollars en 2016, principalement attribuable à l'élargissement des marges de raffinage.

2016

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques s'est chiffré à 187 millions de dollars, contre 287 millions de dollars au cours de la même période en 2015, principalement en raison de l'affaiblissement des marges bénéficiaires dans toutes les principales gammes de produits et de volumes inférieurs.

Comptes non sectoriels et autres

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|------|-------|------|
| Bénéfice (perte) net | (79) | (115) | (47) |

2017

En 2017, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde de 79 millions de dollars, comparativement à un solde de 115 millions de dollars en 2016, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions.

2016

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde négatif de 115 millions de dollars en 2016, comparativement à un solde négatif de 47 millions de dollars en 2015, principalement en raison de la hausse des charges liées à la rémunération à base d'actions, à l'absence de l'impact provenant de l'augmentation de l'impôt sur le revenu de l'Alberta en 2015 et des intérêts capitalisés plus bas.

Situation de trésorerie et sources de financement

Sources et affectation des flux de trésorerie

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|--------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|
| Trésorerie liée aux : | | | |
| Activités d'exploitation | 2 763 | 2 015 | 2 167 |
| Activités d'investissement | (781) | 1 947 | (2 884) |
| Activités de financement | (1 178) | (3 774) | 705 |
| Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie | 804 | 188 | (12) |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice | 1 195 | 391 | 203 |

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, voire plus souvent, 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 2016. La compagnie a contribué à hauteur de 212 millions de dollars aux régimes de retraite agréés en 2017. 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.

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation

2017

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 2 763 millions de dollars pour les en 2017, contre 2 015 millions de dollars en 2016, reflétant des revenus plus élevés, excluant l'effet des ventes d'actifs et des pertes de valeur comptabilisées, partiellement annulées par des effets défavorables du fonds de roulement.

2016

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 2 015 millions de dollars en 2016, comparativement à 2 167 millions de dollars en 2015, compte tenu de la baisse des revenus, en excluant le gain sur la vente des sites de vente au détail et des activités d'aviation générale.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2017

Les activités d'investissement ont donné lieu à des entrées nettes de 781 millions de dollars en 2017, comparativement à des entrées nettes de 1 947 millions de dollars générés par les activités d'investissements en 2016, reflétant des produits de la vente d'actifs moins élevés.

2016

Les activités d'investissement ont généré des flux nets de trésorerie de 1 947 millions de dollars en 2016, comparativement aux flux de trésorerie de 2 884 millions de dollars utilisés pour les activités d'investissement en 2015, reflétant le produit de la vente d'actifs et l'achèvement d'importants projets de croissance du secteur Amont.

Flux de trésorerie issus d'activités de financement

2017

Les activités de financement ont généré des décaissements de 1 178 millions de dollars en 2017, contre 3 774 millions de dollars en 2016, reflétant principalement l'absence de remboursement de dettes, partiellement annulé par le rachat d'actions dans le cadre du programme de rachat d'actions de la compagnie.

À la fin de l'exercice 2017, le total de la dette s'élevait à 5 207 millions de dollars contre 5 234 millions de dollars à la fin de 2016.

En novembre 2017, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2019. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En décembre 2017, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit ferme à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de décembre 2018. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

Au cours de 2017, la compagnie a racheté environ 16,4 millions d'actions pour 627 millions de dollars, ce qui comprend les actions rachetées à la société Exxon Mobil Corporation.

Les dividendes versés en 2017 se sont élevés à 524 millions de dollars. Le dividende versé par action en 2017 a été de 0,62 \$, une hausse par rapport à 0,58 \$ en 2016.

2016

Les flux de trésorerie utilisés lors d'activités de financement ont été de 3 774 millions de dollars en 2016, comparativement aux flux de trésorerie provenant d'activités de financement de 705 millions de dollars en 2015. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et le produit de la vente d'actifs ont été utilisés pour réduire l'encours de la dette.

À la fin de l'exercice 2016, le total de la dette s'élevait à 5 234 millions de dollars contre 8 516 millions de dollars à la fin de 2015.

La compagnie a remboursé une dette de 1 505 millions de dollars issus de prêts à long terme existants, et 1 749 millions de dollars issus de prêts à court terme.

En octobre 2016, la compagnie a diminué sa marge de crédit ferme à long terme non utilisée, faisant passer son montant de 500 millions de dollars à 250 millions de dollars, et a repoussé la date d'échéance à novembre 2018.

En décembre 2016, la compagnie a diminué sa marge de crédit ferme à court terme non utilisée, faisant passer son montant de 500 millions de dollars à 250 millions de dollars, et a repoussé la date d'échéance à décembre 2017.

Au cours de l'année 2016, la compagnie n'a pas effectué de rachats d'actions, sauf pour réduire l'effet de dilution causé par l'exercice d'attributions à base d'actions.

Les dividendes versés en 2016 se sont élevés à 492 millions de dollars. Le dividende versé par action a été de 0,58 \$, une hausse par rapport à 0,53 \$ en 2015.

Ratios financiers et pourcentages

| | 2017 | 2016 | 2015 |
|---------------------------------------------|------|------|------|
| Dette totale en pourcentage du capital (a) | 18 | 17 | 27 |
| Couverture des intérêts par le bénéfice (b) | 7 | 21 | 20 |

- (a) Total des tranches à court et à long terme de la dette (page 30) et de la quote-part de la compagnie dans les dettes des sociétés dont elle est actionnaire, divisé par le total de la dette et des capitaux propres (page 30).
- (b) Total du bénéfice net (page 28), des intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette et des impôts des sociétés dont elle est actionnaire (page 28), divisé par les intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette des sociétés dont elle est actionnaire.

À la fin de 2017, la dette comptait pour 18 % dans la structure du capital de la compagnie.

En 2017, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 103 millions de dollars contre 121 millions de dollars en 2016. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 2,0 % en 2017, contre 1,5 % en 2016.

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 et de prendre d'importants engagements à long terme dans le but de maximiser la valeur pour les actionnaires.

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la compagnie au 31 décembre 2017. Il a été préparé à partir de données tirées du bilan consolidé et de différentes notes aux états financiers consolidés, selon le cas.

| en millions de dollars canadiens | Appel de note | Paiements exigibles par période | | | | Total |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------------------------|-------------|-------------|---------------|--------|
| | | 2018 | 2019 à 2020 | 2021 à 2022 | 2023 et après | |
| Dette à long terme (a) | 14 | - | 4 492 | 26 | 487 | 5 005 |
| - Exigible dans un an | | 27 | | | | 27 |
| Contrats de location-exploitation (b) | 13 | 120 | 75 | 3 | 1 | 199 |
| Engagements fermes (c) | | 245 | 154 | - | - | 399 |
| Obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite (d) | 4 | 297 | 116 | 119 | 1 053 | 1 585 |
| Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (e) | 5 | 64 | 174 | 95 | 1 064 | 1 397 |
| Autres contrats d'achat à long terme (f) | | 746 | 1 553 | 1 461 | 7 712 | 11 472 |

- (a) La dette à long terme comprend un prêt de 4 447 millions de dollars d'une filiale d'ExxonMobil et des obligations locatives capitalisées de 585 millions de dollars, dont 27 millions de dollars sont dus dans un an. Les paiements exigibles par exercice pour le prêt à long terme d'apparentés sont estimés sur la base du droit des apparentés de résilier le prêt avec un préavis par écrit d'au moins 370 jours.
- (b) Les engagements minimaux au titre des contrats de location-exploitation, non actualisés, couvrent principalement les cuves de stockage, les wagons-citernes et les navires.
- (c) Les engagements fermes représentent des obligations de paiement juridiquement contraignantes envers des tiers, au titre desquels des contrats spécifiant toutes les modalités importantes ont été signés pour la construction et l'achat d'actifs immobilisés et d'autres investissements permanents. Dans certains cas où la compagnie signe des contrats nécessitant des engagements pour un cadre de travail, ces engagements ont été inclus dans la mesure où les montants et le calendrier des paiements peuvent être estimés de manière fiable. Engagements fermes dans des projets d'immobilisations non actualisés.
- (d) Montant par lequel les obligations au titre des prestations constituées dépassent la juste valeur de l'actif du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite à la fin de l'exercice. Les paiements par exercice comprennent les cotisations prévues au régime de retraite par capitalisation en 2018 et les paiements estimatifs de prestations au titre des régimes sans capitalisation de tous les exercices.
- (e) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations correspondent à la juste valeur des obligations juridiques liées à la restauration des lieux lors de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie déterminable.
- (f) Les autres contrats d'achat à long terme comprennent les engagements à long terme non résiliables (ou résiliables uniquement en vertu de certaines conditions) qui ne sont pas des obligations d'achat inconditionnel. Ce sont principalement des ententes de fourniture de matières premières et de prestation de services de transport. Le solde plus élevé en 2017 comprend une augmentation des engagements de 4,5 milliards de dollars associés à des ententes à long terme additionnelles de prestation de services de transport pour l'expédition de pétrole brut et de produits pétroliers.

Des économies d'impôt non comptabilisées totalisant 78 millions de dollars ne figurent pas dans le tableau des engagements de la compagnie parce que celle-ci 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. Des détails sur ces économies d'impôt non comptabilisées figurent à la note 3 aux états financiers, en page 41.

Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 9 aux états financiers consolidés en page 50, 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 2017 relativement à des garanties liées à la performance en vertu de contrats d'autres obligations avec des tiers. 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

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 |
|----------------------------------|------|-------|
| Secteur Amont (a) | 416 | 896 |
| Secteur Aval | 200 | 190 |
| Produits chimiques | 17 | 26 |
| Autres | 38 | 49 |
| Total | 671 | 1 161 |

(a) Frais d'exploration inclus.

En 2017, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 671 millions de dollars, en baisse de 490 millions de dollars par rapport à 2016.

En 2017, les dépenses en immobilisations du secteur Amont ont été de 416 millions de dollars, contre 896 millions de dollars en 2016. Les investissements étaient principalement liés au maintien des activités consacrées aux sables bitumineux et aux actifs non conventionnels.

En 2017, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration du secteur Aval ont été de 200 millions de dollars, contre 190 millions de dollars en 2016. En 2017, les investissements ont été consacrés notamment 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 d'investissement et d'exploration devrait se situer entre 1,5 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars en 2018. L'augmentation prévue des dépenses par rapport à 2017 est principalement attribuable au programme de forage de Cold Lake, aux projets à Kearl et à la raffinerie de Strathcona, ainsi qu'à l'optimisation d'autres investissements potentiels pour l'expansion du secteur Amont. Les dépenses réelles pourraient varier en fonction de la progression de chaque projet.

Risques commerciaux et autres incertitudes

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. Le bitume constitue une partie importante de la production de la compagnie. Le bénéfice de l'Impériale dépend en grande partie du prix du pétrole lourd. 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'intérêts affectant la dette de l'Impériale ne serait pas substantiel sur le bénéfice, les flux de trésorerie ou la juste valeur. 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 ci-dessous, qui illustre l'effet annuel estimé sur le bénéfice net de la compagnie après impôts dans les conditions actuelles.

Sensibilité des résultats (a)

En millions de dollars canadiens après impôts

| | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------|
| Variation du prix du baril de pétrole brut lourd de l'ordre de 1 USD | + (-) | 85 |
| Baisse (hausse) des prix du gaz naturel (par millier de pieds cubes) de l'ordre de 0,10 USD | + (-) | 5 |
| Variation de la marge de raffinage 2-1-1 de l'ordre de 1 USD par baril (b) | + (-) | 140 |
| Variation de la marge sur les ventes de polyéthylène, de l'ordre de 0,01 USD la livre | + (-) | 7 |
| Baisse (hausse) de 0,01 \$ de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain | + (-) | 90 |

(a) Chaque calcul de sensibilité indique l'incidence 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. Elle peut ne pas s'appliquer de manière proportionnelle aux fluctuations plus importantes.

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

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. Cependant, le modèle d'affaires intégré de l'Impériale réduit les risques associés aux variations des cours des matières premières. 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. Par exemple, le pétrole brut lourd peut être soumis à des limitations de la capacité de transport plus importantes que le pétrole brut léger entraînant une hausse de l'escompte de brut lourd. L'Impériale est en mesure d'atténuer partiellement l'escompte du pétrole lourd grâce à des débouchés commerciaux assurés par l'intégration des investissements dans les raffineries, les engagements de pipelines et le terminal de chargement de wagons-citernes d'Edmonton du secteur Aval. Le pétrole brut produit par le secteur Amont et vendu au secteur Aval représente environ 62 % des ventes intersectorielles de la compagnie. Les autres ventes intersectorielles comprennent celles entre les raffineries et les usines de produits chimiques et sont liées aux matières brutes, aux charges d'alimentation et aux produits finis. Toutes les ventes intersectorielles se font aux prix courants.

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 tous les actifs contribuent aux objectifs stratégiques de la compagnie.

La demande de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques est généralement étroitement liée à la croissance économique générale. Les récessions ou autres périodes de croissance économique faible ou négative auront généralement un effet direct et néfaste sur les résultats financiers de la compagnie. Dans les conjonctures difficiles, la compagnie adopte une démarche éprouvée qui consiste à privilégier les éléments commerciaux sur lesquels elle peut agir et à adopter une perspective à long terme.

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 de taux de change et des prix des marchandises. L'impérial est en mesure de recourir à des contrats de dérivés pour compenser le risque lié aux prix des hydrocarbures découlant des actifs, des passifs et des transactions prévues existants. Le risque de crédit associé à la position sur instrument dérivés de la compagnie est atténué par plusieurs facteurs, notamment l'utilisation de bourses de compensation de produits dérivés, la qualité des contreparties et les limites financières imposées aux contreparties de produits dérivés. La compagnie estime qu'il n'y a pas de risques de marché ou de crédit importants quant à sa situation financière, aux résultats d'exploitation ou à la situation de trésorerie en raison des produits dérivés décrits à la note 6, à la page 48. 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 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 rapports comptables et financiers de la compagnie traduisent fidèlement son modèle d'entreprise simple. 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, en page 33.

Réserves de pétrole et de gaz

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 et la baisse de pression des gisements. 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 chevronnés 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 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.

Le pourcentage de réserves prouvées mises en valeur s'élevait à 71 % des réserves prouvées totales à la fin de l'exercice 2017, en baisse par rapport aux 77 % en 2016. 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 des projets de mise en valeur, le rendement des gisements, les approbations réglementaires et des variations importantes des projections des prix à long terme du pétrole 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 peuvent comprendre des augmentations ou des réductions des volumes de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants 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 au premier jour du mois et 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.

À la fin de l'exercice 2016, les révisions à la baisse des réserves de bitume prouvées mises en valeur et non mises en valeur découlaient de la faiblesse des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la totalité des 2,5 milliards de barils de bitume à Kearl et environ 0,2 milliard de barils de bitume à Cold Lake n'est plus considéré comme des réserves prouvées.

En raison de l'augmentation des prix en 2017, 0,3 milliard de barils de bitume additionnels aux sites de Kearl et de Cold Lake peuvent désormais être considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'exercice 2017. Parmi les facteurs qui pourraient donner lieu au comptage de ces volumes additionnels comme réserves prouvées à une date ultérieure figurent un nouveau redressement du niveau moyen annuel des cours, une nouvelle baisse des coûts et un investissement additionnel prévu dans les améliorations de la fiabilité. 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 des États-Unis.

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 2017 et l'effet sur les dépenses d'amortissement par rapport à 2016 fut négligeable. Pour 2018, l'application continue de cette approche devrait également être négligeable.

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

La compagnie teste la probabilité de récupération des actifs ou des groupes d'actifs de façon continue dès lors que des événements ou 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

Des analyses de dépréciation sont réalisées dans le cadre du programme de gestion des actifs de l'entreprise, et d'autres évaluations de rentabilité aident l'Impériale à déterminer si des faits ou des circonstances indiquent que la valeur comptable de certains actifs risque d'être perdue.

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 l'augmentation ou la diminution des facteurs fondamentaux liés à l'offre par rapport à la demande qui détermine les prix à long terme dans le secteur. Concernant l'offre, la production de l'industrie pétrolière sur les gisements matures est actuellement en déclin. Cette diminution est compensée par des investissements pour générer la production de gisements nouvellement découverts, du développement de gisements connus et des avancées en technologie et en 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 des activités et des niveaux de prospérité économiques généraux. Dans la mesure où la durée de vie des principaux actifs de la compagnie est calculée en dizaines d'années, la valeur de ces actifs est principalement basée sur les perspectives à long terme des prix des marchandises et des coûts de production futurs. 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 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. Tandis que les prix à court terme sont sujets à de grandes fluctuations, les perspectives des prix à plus long terme sont davantage stables et utiles pour déterminer les futurs flux de trésorerie.

Lorsque l'industrie fait face à une baisse soutenue et importante des prix des marchandises, le jeu de l'offre et de la demande sur le marché peut engendrer des variations du prix à long terme de la compagnie ou des hypothèses de marges qu'elle utilise pour ses décisions en matière d'investissement. Dans la mesure où ces changements aboutissent à une baisse importante de ses fourchettes de prix ou de marges à long terme pour le pétrole ou le gaz naturel, la compagnie peut considérer que cette situation, conjointement avec d'autres événements et changements de situation comme des antécédents de pertes d'exploitation, augure une possible dépréciation pour certains actifs.

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. Ces prix, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, peuvent être supérieurs ou inférieurs aux hypothèses des prix à long terme 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.

Si les événements ou les 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. Lors de cette évaluation, ces actifs sont regroupés au niveau le plus bas auquel ils peuvent générer des flux de trésorerie isolables, qui sont en grande partie indépendants des flux de trésorerie des autres catégories d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses de la compagnie qui sont établies dans le cadre du processus annuel de planification et de prise de décisions en matière d'investissement, conformément 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, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts, les taux de change des devises étrangères et les taux d'inflation. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements (débit ou ventes). S'il existe des réserves probables, un montant ajusté en fonction du risque peut être inclus dans le test de dépréciation au titre de ces réserves. Les estimations de flux de trésorerie pour le test de dépréciation excluent les effets des contrats de dérivés.

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. La juste valeur repose sur les prix du marché si un marché actif existe pour le groupe d'actifs ou les flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation proportionnel au risque. 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 de la probabilité économique de succès estimée et 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 décisions de ne pas aller de l'avant avec le développement de Horn River et le projet gazier Mackenzie pour le moment a entraîné des pertes de valeur hors trésorerie comptabilisées du secteur Amont de 556 millions de dollars, après impôts, au quatrième trimestre de 2017.

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.

Stocks

Les stocks sont comptabilisés au coût ou à la valeur marchande courante, si celle-ci est inférieure (généralement selon la méthode du dernier entré, premier sorti – DEPS).

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 2017, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 5,5 %, comparativement à des rendements réels de 6,3 et de 7,3 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2017. Si des hypothèses différentes étaient employées, la charge et l'obligation pourraient augmenter ou diminuer. Le risque auquel la compagnie serait exposée si ces hypothèses devaient changer est résumé dans la note 4 aux états financiers consolidés, en page 42. 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 2017, les charges de retraite ont représenté environ 2 % des charges totales.

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

Les obligations juridiques liées à la restauration des lieux découlant de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie utile déterminable sont constatées au moment où elles sont contractées, soit en général au moment où les immobilisations sont aménagées. 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 2017, les obligations ont été actualisées au taux de 6 % et la charge de désactualisation a totalisé 92 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.

Aucune obligation liée à la mise hors service n'est constatée pour les installations dont la durée de vie utile est indéterminée. Ces obligations 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. Une provision est constituée au titre des passifs environnementaux liés à ces immobilisations ainsi qu'aux immobilisations qui ne servent pas à la production lorsqu'il est probable que des obligations ont été contractées et que le montant peut raisonnablement en être estimé.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux sont établis en fonction du coût estimatif des travaux d'ingénierie, compte tenu de la méthode de restauration et de l'ampleur des travaux prévus, selon les prescriptions de la loi, la technologie existante et la vocation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont propres aux lieux visés, il existe de nombreuses hypothèses sous-jacentes aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et à la provision constituée au titre des autres passifs environnementaux de la compagnie. Bien que ces hypothèses puissent changer, aucune n'est assez importante prise individuellement pour avoir une incidence notable sur les résultats financiers publiés par la compagnie.

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. 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, en page 53.

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 %. Une réserve financière est constituée pour la différence entre la position prise ou qui devrait être prise dans une déclaration fiscale et le montant constaté dans les états financiers. Les avantages fiscaux non constatés de la compagnie et la description des exercices visés sont résumés dans la note 3 aux états financiers consolidés, en page 41.

Normes comptables publiées récemment

À compter du 1^{er} janvier 2018, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board (FASB) intitulée, *Revenue from Contracts with Customers*, telle que modifiée. Cette norme établit un modèle unique de comptabilisation des produits pour tous les contrats passés avec les clients, élimine les exigences spécifiques au secteur et aux transactions et élargit les exigences de déclaration. La norme a été adoptée en appliquant la méthode rétrospective modifiée, au titre de laquelle les résultats des exercices précédents ne sont pas recalculés, mais des renseignements supplémentaires sur l'impact de la nouvelle norme sont communiqués lors des résultats de l'exercice 2018. La norme ne devrait pas avoir d'impact substantiel sur les états financiers de la compagnie. L'effet cumulatif de l'adoption de la nouvelle norme est négligeable.

À compter du 1^{er} janvier 2018, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée mettre à jour, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715) : Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. Cette mise à jour requiert que l'élément du coût des services rendus dans les coûts nets de prestations soit déclaré sur la même ligne dans l'état consolidé des résultats que d'autres coûts de rémunération et que les autres éléments des coûts nets de prestations (coûts non liés au service) soient présentés séparément de l'élément du coût des services rendus. Par ailleurs, seul l'élément du coût des services rendus dans les coûts nets de prestations sera admissible à la capitalisation. La compagnie prévoit ajouter un nouvel article « Retraite non liée aux services et autres avantages à la retraite » à son état consolidé des résultats et prévoit inclure tous ces coûts dans ses « Comptes non sectoriels et autres ». Cet article refléterait les coûts non liés au service qui étaient auparavant inclus dans « Dépenses de production et de fabrication » et « Frais de vente et frais généraux ». La mise à jour ne devrait pas avoir d'impact substantiel sur les états financiers de l'Impériale.

À compter du 1^{er} janvier 2019, l'Impériale adoptera la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée, *Leases*. La norme exige que tous les contrats de location-exploitation d'une durée initiale supérieure à un an soient comptabilisés comme un actif et un passif dans le bilan. L'Impériale recueille et évalue les données, et elle a récemment fait l'acquisition d'un système pour en faciliter la mise en place. L'entreprise continue de progresser dans une évaluation de l'ampleur de l'effet sur les états financiers de la compagnie.

Rapport de gestion sur les contrôles internes des états financiers

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 les états financiers de la compagnie. La direction a procédé à une évaluation de l'efficacité des contrôles internes des états financiers 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 les contrôles internes appliqués aux états financiers de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée étaient efficaces au 31 décembre 2017.

PricewaterhouseCoopers LLP, auditeur indépendant officiellement reconnu, a vérifié l'efficacité des contrôles internes de la compagnie appliqués à ses états financiers au 31 décembre 2017, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

(signé) Richard M. Kruger

R.M. Kruger
Président du Conseil, président et
chef de la direction

(signé) Beverley A. Babcock

B.A. Babcock
Vice-présidente principale,
Finances et administration, et Contrôleuse de gestion
(agente comptable principale et agente financière principale)

Le 28 février 2018

Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables



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

Opinion sur les états financiers et les contrôles internes appliqués aux états financiers

Nous avons procédé à l'audit du bilan consolidé au 31 décembre 2017 et 2016 de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et de ses filiales, et des états consolidés des résultats, des capitaux propres, du résultat étendu et des flux de trésorerie qui s'y rapportent pour chacun des exercices de la période de trois ans close le 31 décembre 2017, incluant les notes et tableaux des états financiers s'y rapportant présentés dans l'index ci-joint (collectivement « état consolidé des résultats »). Nous avons également procédé à l'audit des contrôles internes sur les états financiers de la Compagnie au 31 décembre 2017, selon les critères établis dans le document *Internal Control — Integrated Framework (2013)* publié par le Committee of Sponsoring Organizations (COSO) de la Commission Treadway.

À notre avis, les états financiers consolidés auxquels il est fait référence ci-dessus donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la compagnie au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016, ainsi que des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2017, selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. En outre, à notre avis, la compagnie a maintenu, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'endroit de l'information financière au 31 décembre 2017, selon les critères établis dans le document *Internal Control — Integrated Framework (2013)* publié par le COSO.

Fondement des opinions

La responsabilité de ces états financiers, du maintien d'un contrôle efficace de l'information financière et de l'évaluation de l'efficacité des contrôles internes sur les états financiers, figurant dans le rapport de la direction ci-joint sur les contrôles internes s'appliquant aux états financiers, incombe à la direction de la compagnie. Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés et sur l'efficacité des contrôles internes appliqués aux états financiers de la compagnie en nous fondant sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables enregistré auprès du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB »), et tenu d'être indépendant en ce qui concerne la compagnie conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières ainsi que les règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et le PCAOB.

Nos audits ont été effectués conformément aux normes prescrites par le PCAOB. Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes, qu'elles soient attribuables à une erreur ou à un cas de fraude, et que des contrôles internes efficaces des états financiers ont été maintenus à tous les égards importants.

Nos audits des états financiers consolidés comprenaient la mise en œuvre de procédures visant à évaluer les risques d'inexactitudes importantes dans les états financiers consolidés, qu'elles soient attribuables à une erreur ou à un cas de fraude, et à mener des procédures en réponse à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages des éléments probants des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. L'audit comprenait également l'évaluation des principes comptables employés et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. L'audit des contrôles internes appliqués aux états financiers comprend l'obtention d'une compréhension des contrôles internes appliqués, l'évaluation du risque qu'une faiblesse importante existe, le contrôle par sondages et l'évaluation de la conception et de l'efficacité du fonctionnement des contrôles internes à partir du risque évalué. Nos audits comprenaient également l'exécution des autres procédures que nous jugeons nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

Définition et limitations des contrôles internes s'appliquant aux états financiers

Les contrôles internes appliqués sur les états financiers d'une société reposent sur un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité des informations financières et la préparation des états financiers destinés à un usage externe selon les principes comptables généralement reconnus. Les contrôles internes d'une société sur ses états financiers doivent inclure des politiques et des procédés qui : i) se

rapportent à la tenue de registres raisonnablement détaillés, reflétant avec précision les opérations et les cessions liées aux actifs de la compagnie et en donnent une image fidèle; ii) procurent une assurance raisonnable que les opérations sont dûment comptabilisées pour permettre la préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus, et que les recettes et dépenses de la compagnie sont effectuées conformément aux autorisations de la direction et des administrateurs de la compagnie; et iii) procurent une assurance raisonnable quant à la prévention ou à la détection en temps utile d'acquisitions, d'utilisations ou de cessions non autorisées des actifs de la compagnie susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers.

En raison de ses limites inhérentes, il est possible que les contrôles internes appliqués aux états financiers ne puissent pas prévenir ni détecter des inexactitudes. En outre, les prévisions sur toute évaluation de l'efficacité se rapportant aux périodes futures sont assujetties au risque que les contrôles peuvent devenir insuffisants en raison de la modification des conditions, ou que le degré de conformité aux politiques ou procédés peut diminuer.

(signé) PricewaterhouseCoopers LLP

Comptables professionnels agréés
Calgary (Alberta), Canada
Le 28 février 2018

Nous sommes auditeurs de la Société depuis 1934.

État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre

| | 2017 | 2016 | 2015 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Revenus et autres produits | | | |
| Produits d'exploitation (a) | 29 125 | 25 049 | 26 756 |
| Revenus de placement et d'autres sources (note 8) | 299 | 2 305 | 132 |
| Total des produits et des autres revenus | 29 424 | 27 354 | 26 888 |
| Dépenses | | | |
| Exploration (note 15) | 183 | 94 | 73 |
| Achats de pétrole brut et de produits (b) | 18 145 | 15 120 | 15 284 |
| Production et fabrication (c) | 5 698 | 5 224 | 5 434 |
| Frais de vente et frais généraux (c) | 893 | 1 129 | 1 117 |
| Taxe d'accise fédérale | 1 673 | 1 650 | 1 568 |
| Dépréciation et épuisement | 2 172 | 1 628 | 1 450 |
| Coûts de financement (note 12) | 78 | 65 | 39 |
| Total des dépenses | 28 842 | 24 910 | 24 965 |
| Bénéfice (perte) avant impôts | 582 | 2 444 | 1 923 |
| Impôts sur le bénéfice (note 3) | 92 | 279 | 801 |
| Bénéfice (perte) net | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Informations par action (en dollars canadiens) | | | |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat de base (note 10) | 0,58 | 2,55 | 1,32 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat dilué (note 10) | 0,58 | 2,55 | 1,32 |
| Dividendes par action ordinaire | 0,63 | 0,59 | 0,54 |
| (a) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits | 4 110 | 2 342 | 3 058 |
| (b) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits (note 16). | 2 687 | 2 224 | 2 684 |
| (c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication, et les frais de vente et frais généraux (note 16). | 544 | 533 | 442 |

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

| | 2017 | 2016 | 2015 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-------|-------|
| Bénéfice (perte) net | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Autres éléments du résultat étendu (perte), avant impôts | | | |
| Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement) | (54) | (210) | 64 |
| Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans les coûts nets des prestations constituées de la période | 136 | 141 | 167 |
| Total des autres éléments du résultat étendu (perte) | 82 | (69) | 231 |
| Résultat étendu (perte) | 572 | 2 096 | 1 353 |

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

| | 2017 | 2016 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Actif | | |
| Actif à court terme | | |
| Trésorerie | 1 195 | 391 |
| Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives (a) | 2 712 | 2 023 |
| Stocks de pétrole brut et de produits (note 11) | 1 075 | 949 |
| Matières, fournitures et charges payées d'avance | 425 | 468 |
| Total de l'actif à court terme | 5 407 | 3 831 |
| Investissements et créances à long terme (b) | 865 | 1 030 |
| Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement | 34 473 | 36 333 |
| Écart d'acquisition | 186 | 186 |
| Autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net) (note 5) | 670 | 274 |
| Total de l'actif | 41 601 | 41 654 |
| Passif | | |
| Passif à court terme | | |
| Billets et emprunts (c) (note 12) | 202 | 202 |
| Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 11) | 3 877 | 3 193 |
| Impôts sur le bénéfice à payer | 57 | 488 |
| Total du passif à court terme | 4 136 | 3 883 |
| Dette à long terme (d) (note 14) | 5 005 | 5 032 |
| Autres obligations à long terme (e) (note 5) | 3 780 | 3 656 |
| Passif d'impôts futurs (note 3) | 4 245 | 4 062 |
| Total du passif | 17 166 | 16 633 |
| Engagements et passif de prévoyance (note 9) | | |
| Capitaux propres | | |
| Actions ordinaires à la valeur attribuée (f) (note 10) | 1 536 | 1 566 |
| Bénéfices réinvestis | 24 714 | 25 352 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17) | (1 815) | (1 897) |
| Total des capitaux propres | 24 435 | 25 021 |
| Total du passif et des capitaux propres | 41 601 | 41 654 |

(a) Les comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives, comprennent des sommes remboursables nettes par des apparentés de 509 millions de dollars (172 millions de dollars en 2016), (note 16).

(b) Les autres obligations à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 19 millions de dollars (0 million de dollars en 2016), (note 16).

(c) Les billets et emprunts comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 75 millions de dollars (75 millions de dollars en 2016), (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 2016), (note 16).

(e) Les autres obligations à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 60 millions de dollars (104 millions de dollars en 2016), (note 16).

(f) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était respectivement de 1 100 millions et de 831 millions (respectivement 1 100 millions et 848 millions en 2016), (note 10).

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

Approuvé par le Conseil

(signé) Richard M. Kruger

R.M. Kruger
Président du Conseil, président et
chef de la direction

(signé) Beverley A. Babcock

B.A. Babcock
Vice-présidente principale,
Finances et administration, et Contrôleuse de gestion

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

en millions de dollars canadiens

| Au 31 décembre | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Actions ordinaires à la valeur attribuée (note 10) | | | |
| Au début de l'exercice | 1 566 | 1 566 | 1 566 |
| Émises dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions | - | - | - |
| Achats d'actions à la valeur attribuée | 30 | - | - |
| À la fin de l'exercice | 1 536 | 1 566 | 1 566 |
| Bénéfices réinvestis | | | |
| Au début de l'exercice | 25 352 | 23 687 | 23 023 |
| Bénéfice (perte) net de l'exercice | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée | (597) | - | - |
| Dividendes annoncés | (531) | (500) | (458) |
| À la fin de l'exercice | 24 714 | 25 352 | 23 687 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17) | | | |
| Au début de l'exercice | (1 897) | (1 828) | (2 059) |
| Autres éléments du résultat étendu (perte) | 82 | (69) | 231 |
| À la fin de l'exercice | (1 815) | (1 897) | (1 828) |
| Capitaux propres en fin d'exercice | 24 435 | 25 021 | 23 425 |

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

| | 2017 | 2016 | 2015 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Activités d'exploitation | | | |
| Bénéfice (perte) net | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie : | | | |
| Dépréciation et épuisement | 2 172 | 1 628 | 1 450 |
| (Gain) perte à la vente d'actifs (note 8) | (220) | (2 244) | (97) |
| Dépréciation de l'inventaire à la valeur marchande courante | - | - | 59 |
| Impôts sur les bénéfices reportés et autres | 321 | 114 | 367 |
| Variations de l'actif et du passif d'exploitation : | | | |
| Comptes débiteurs | (689) | (442) | (42) |
| Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance | (83) | 197 | (172) |
| Impôts sur le bénéfice à payer | (431) | 36 | 418 |
| Comptes créditeurs et charges à payer | 678 | 237 | (1 030) |
| Autres postes - montant net (a) (b) | 525 | 324 | 92 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 2 763 | 2 015 | 2 167 |
| Activités d'investissement | | | |
| Acquisitions d'immobilisations corporelles (b) | (993) | (1 073) | (2 994) |
| Produits des ventes d'actifs (note 8) | 232 | 3 021 | 142 |
| Placements supplémentaires | (1) | (1) | (32) |
| Prêts à une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions | (19) | - | - |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement | (781) | 1 947 | (2 884) |
| Activités de financement | | | |
| Dette à court terme - montant net | - | (1 749) | (32) |
| Dette à long terme - ajouts (note 14) | - | 495 | 1 206 |
| Dette à long terme - réductions (note 14) | - | (2 000) | - |
| Réduction d'obligations locatives capitalisées (note 14) | (27) | (28) | (20) |
| Dividendes versés | (524) | (492) | (449) |
| Actions ordinaires achetées (note 10) | (627) | - | - |
| Flux de trésorerie liés aux activités de financement | (1 178) | (3 774) | 705 |
| Augmentation (diminution) de trésorerie | 804 | 188 | (12) |
| Trésorerie au début de l'exercice | 391 | 203 | 215 |
| Trésorerie à la fin de l'exercice (c) | 1 195 | 391 | 203 |

(a) Comprendait une cotisation aux régimes enregistrés de retraite

(b) L'impact des programmes d'émission de carbone est inclus dans l'acquisition d'immobilisations corporelles et tous les autres

(c) 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 trois mois après la date de leur achat.

Transactions hors trésorerie

En 2015, un contrat de location-acquisition d'environ 480 millions de dollars n'a pas été inclus dans les totaux des lignes « Acquisitions d'immobilisations corporelles » ou « Dette à long terme - ajouts » de l'état consolidé des flux de trésorerie.

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.

La compagnie exerce principalement ses activités dans le secteur de l'énergie, notamment dans l'exploration, la production, le transport et la vente de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que la fabrication, le transport et la vente de produits pétroliers. La compagnie est aussi un important fabricant et distributeur de produits pétrochimiques.

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 2017. 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 est la seule principale filiale comprise dans les états financiers consolidés et appartient 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 du secteur Amont, produits et charges, dont sa participation de 25 % dans la coentreprise Syncrude et de 70,96 % dans la coentreprise Kearnl.

Revenus

Les revenus tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits chimiques et d'autres éléments sont comptabilisés au moment de la livraison. La livraison correspond au moment où le client accepte le titre de propriété et en assume les risques et les avantages, où les prix sont fixés ou déterminables et où la recouvrabilité est raisonnablement assurée. 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 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 ».

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.

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.

Instruments dérivés

L'impérial est en mesure de recourir à des contrats de dérivés pour compenser le risque lié aux prix des hydrocarbures découlant des actifs, des passifs et des transactions prévues existants. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des produits dérivés sont comptabilisés à la rubrique « Achats de pétrole brut et de produits » à l'état consolidé des résultats. Actuellement, la compagnie n'a pas recours à des contrats de dérivés pour compenser les risques liés aux taux de change et aux taux d'intérêt.

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.

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 autres placements sont comptabilisés au coût. 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 réserves prouvées de pétrole et de gaz. 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. En vertu de la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement de chaque gisement, les volumes de pétrole et de gaz 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. L'incidence de cette approche sur les dépenses d'amortissement de la compagnie pour 2018 comparativement à 2017 devrait être négligeable.

Les investissements dans le matériel de raffinage, de traitement chimique et de fabrication des huiles de base 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 la probabilité de récupération des actifs de façon continue ou des groupes d'actifs dès lors que des événements ou 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

Des analyses de dépréciation sont réalisées dans le cadre du programme de gestion des actifs de l'entreprise et d'autres évaluations de rentabilité aident l'Impériale à déterminer si des faits ou des circonstances indiquent que la valeur comptable de certains actifs risque d'être perdue.

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 l'augmentation ou la diminution des facteurs fondamentaux liés à l'offre par rapport à la demande qui détermine les prix à long terme dans le secteur. Concernant l'offre, la production de l'industrie pétrolière sur les gisements matures est actuellement en déclin. Cette diminution est compensée par des investissements pour générer la production de gisements nouvellement découverts, du développement de gisements connus et des avancées en technologie et en 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 des activités et des niveaux de prospérité économiques généraux. Dans la mesure où la durée de vie des principaux actifs de la compagnie est calculée en dizaines d'années, la valeur de ces actifs est principalement basée sur les perspectives à long terme des prix des marchandises et des coûts de production futurs. 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 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. Tandis que les prix à court terme sont sujets à de grandes fluctuations, les perspectives des prix à plus long terme sont davantage stables et utiles pour déterminer les futurs flux de trésorerie.

Lorsque l'industrie fait face à une baisse soutenue et importante des prix des marchandises, le jeu de l'offre et de la demande sur le marché peut engendrer des variations du prix à long terme de la compagnie ou des hypothèses de marges qu'elle utilise pour ses décisions en matière d'investissement. Dans la mesure où ces changements aboutissent à une baisse importante de ses fourchettes de prix ou de marges à long terme pour le pétrole ou le gaz naturel, la compagnie peut considérer que cette situation, conjointement avec d'autres événements et changements de situation comme des antécédents de pertes d'exploitation, augure une possible dépréciation pour certains actifs.

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. Ces prix, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, peuvent être supérieurs ou inférieurs aux hypothèses des prix à long terme 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.

Si les événements ou les 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. Lors de cette évaluation, ces actifs sont regroupés au niveau le plus bas auquel ils peuvent générer des flux de trésorerie isolables, qui sont en grande partie indépendants des flux de trésorerie des autres catégories d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses de la compagnie qui sont établies dans le cadre du processus annuel de planification et de prise de décisions en matière d'investissement, conformément 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, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts, les taux de change des devises étrangères et les taux d'inflation. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements (débit ou ventes). S'il existe des réserves probables, un montant ajusté en fonction du risque peut être inclus dans le test de dépréciation au titre de ces réserves. Les estimations de flux de trésorerie pour le test de dépréciation excluent les effets des contrats de dérivés.

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. La juste valeur repose sur les prix du marché si un marché actif existe pour le groupe d'actifs ou les flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation proportionnel au risque. 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 de la probabilité économique de succès estimée et 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 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.

Les gains et les pertes à la vente d'actifs sont inscrits au poste « Revenus de placement et d'autres sources », dans l'état consolidé des résultats.

Capitalisation des intérêts

Les intérêts débiteurs engagés pour financer les dépenses au cours de la phase de construction de projets sont capitalisés dans les immobilisations corporelles et sont amortis au cours de la durée de vie des éléments d'actif connexes. 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.

Écart d'acquisition et autres actifs incorporels

L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais est soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si des faits ou des circonstances indiquent que l'actif pourrait avoir subi une perte de valeur. Les pertes de valeur sont constatées dans les résultats de l'exercice. L'évaluation de la perte de valeur d'un écart d'acquisition se fonde sur une comparaison entre la valeur comptable de l'écart d'acquisition et des actifs d'exploitation connexes et la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets découlant de ces actifs d'exploitation.

Les actifs incorporels d'une durée de vie utile déterminable sont amortis sur leur durée de vie estimative. Les frais de développement de logiciels sont amortis sur une période maximale de 15 ans et les listes de clients, sur une période maximale de 10 ans. La dotation à l'amortissement est comptabilisée au poste « Amortissement et épuisement » dans l'état consolidé des résultats.

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

Les obligations juridiques liées à la restauration des lieux découlant de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie utile déterminable sont constatées au moment où elles sont contractées, soit en général au moment où les immobilisations sont aménagées. Ces obligations se rapportent principalement aux frais d'assainissement et de restauration des sols et aux frais d'abandon et de démolition des puits de pétrole et de gaz et des installations connexes. La compagnie fait des estimations, 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 sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit et les taux d'inflation. Initialement, les obligations sont évaluées à leur juste valeur et leur valeur est actualisée. Un montant correspondant à l'obligation initiale est ajouté aux coûts capitalisés de l'actif en question. Avec le temps, le montant actualisé de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est ajusté de manière à rendre compte de la variation de sa valeur actualisée, et les coûts capitalisés initialement sont amortis sur la durée de vie utile des immobilisations en question.

Aucune obligation liée à la mise hors service n'est constatée pour les installations de fabrication, de distribution, de commercialisation et d'administration dont la durée de vie utile est indéterminée. Ces obligations 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. Une provision est constituée au titre des passifs environnementaux liés à ces immobilisations 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.

Rémunération à base d'actions

La compagnie attribue à certains employés une rémunération à base d'actions sous la forme d'unités d'actions non acquises. La charge de rémunération est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et est portée au poste « Frais de vente et frais généraux » dans l'état consolidé des résultats sur la période d'acquisition de chaque attribution. Pour un complément d'information, voir la note 7 aux états financiers consolidés, en page 49.

Normes comptables publiées récemment

À compter du 1^{er} janvier 2018, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board (FASB) intitulée, *Revenue from Contracts with Customers*, telle que modifiée. Cette norme établit un modèle unique de comptabilisation des produits pour tous les contrats passés avec les clients, élimine les exigences spécifiques au secteur et aux transactions et élargit les exigences de déclaration. La norme a été adoptée en appliquant la méthode rétrospective modifiée, au titre de laquelle les résultats des exercices précédents ne sont pas recalculés, mais des renseignements supplémentaires sur l'impact de la nouvelle norme sont communiqués lors des résultats de l'exercice 2018. La norme ne devrait pas avoir d'impact substantiel sur les états financiers de la compagnie. L'effet cumulatif de l'adoption de la nouvelle norme est négligeable.

À compter du 1^{er} janvier 2018, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée mettre à jour, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715) : Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost.*. Cette mise à jour requiert que l'élément du coût des services rendus dans les coûts nets de prestations soit déclaré sur la même ligne dans l'état consolidé des résultats que d'autres coûts de rémunération et que les autres éléments des coûts nets de prestations (coûts non liés au service) soient présentés séparément de l'élément du coût des services rendus. Par ailleurs, seul l'élément du coût des services rendus dans les coûts nets de prestations sera admissible à la capitalisation. La compagnie prévoit ajouter un nouvel article « Retraite non liée aux services et autres avantages à la retraite » à son état consolidé des résultats et prévoit inclure tous ces coûts dans ses « Comptes non sectoriels et autres ». Cet article refléterait les coûts non liés au service qui étaient auparavant inclus dans « Dépenses de production et de fabrication » et « Frais de vente et frais généraux ». La mise à jour ne devrait pas avoir d'impact substantiel sur les états financiers de l'Impériale.

À compter du 1^{er} janvier 2019, l'Impériale adoptera la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée, *Leases*. La norme exige que tous les contrats de location-exploitation d'une durée initiale supérieure à un an soient comptabilisés comme un actif et un passif dans le bilan. L'Impériale recueille et évalue les données, et elle a récemment fait l'acquisition d'un système pour en faciliter la mise en place. L'entreprise continue de progresser dans une évaluation de l'ampleur de l'effet sur les états financiers de la compagnie.

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 l'ajustement du passif au titre 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 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 | | |
|---------------------------------------------------------------|---------------|----------|----------|--------------|---------|---------|--------------------|-------|-------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 |
| Revenus et autres produits | | | | | | | | | |
| Produits d'exploitation (a) | 7 302 | 5 492 | 5 776 | 20 714 | 18 511 | 19 796 | 1 109 | 1 046 | 1 184 |
| Ventes intersectorielles | 2 264 | 2 215 | 2 486 | 1 155 | 1 007 | 1 019 | 262 | 212 | 234 |
| Revenus de placement et d'autres sources (note 8) | 16 | 13 | 22 | 269 | 2 278 | 104 | - | - | - |
| | 9 582 | 7 720 | 8 284 | 22 138 | 21 796 | 20 919 | 1 371 | 1 258 | 1 418 |
| Dépenses | | | | | | | | | |
| Exploration (b) (note 15) | 183 | 94 | 73 | - | - | - | - | - | - |
| Achats de pétrole brut et de produits | 4 526 | 3 666 | 3 768 | 16 543 | 14 178 | 14 526 | 751 | 705 | 725 |
| Production et fabrication | 3 913 | 3 591 | 3 766 | 1 576 | 1 428 | 1 461 | 209 | 205 | 207 |
| Frais de vente et frais généraux | - | (5) | (2) | 772 | 972 | 986 | 78 | 83 | 87 |
| Taxe d'accise fédérale | - | - | - | 1 673 | 1 650 | 1 568 | - | - | - |
| Amortissement et épuiement (b) | 1 939 | 1 396 | 1 193 | 202 | 206 | 233 | 12 | 10 | 11 |
| Coûts de financement (note 12) | 13 | (7) | 5 | - | - | - | - | - | - |
| Total des dépenses | 10 574 | 8 735 | 8 803 | 20 766 | 18 434 | 18 774 | 1 050 | 1 003 | 1 030 |
| Bénéfice (perte) avant impôts | (992) | (1 015) | (519) | 1 372 | 3 362 | 2 145 | 321 | 255 | 388 |
| Impôts sur le bénéfice (note 3) | | | | | | | | | |
| Exigibles | 484 | (491) | (77) | (504) | 674 | 476 | (32) | 68 | 97 |
| Unités d'actions | (770) | 137 | 262 | 836 | (66) | 83 | 118 | - | 4 |
| Total de la charge d'impôts sur les bénéfices | (286) | (354) | 185 | 332 | 608 | 559 | 86 | 68 | 101 |
| Bénéfice (perte) net | (706) | (661) | (704) | 1 040 | 2 754 | 1 586 | 235 | 187 | 287 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 1 257 | 402 | 224 | 1 396 | 1 574 | 1 686 | 235 | 203 | 383 |
| Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c) | 416 | 896 | 3 135 | 200 | 190 | 340 | 17 | 26 | 52 |
| Immobilisations corporelles | | | | | | | | | |
| Coût | 45 542 | 45 850 | 45 171 | 5 683 | 6 166 | 7 596 | 888 | 872 | 857 |
| Amortissement cumulé et épuiement | (13 844) | (12 312) | (11 016) | (3 594) | (4 037) | (4 584) | (644) | (629) | (616) |
| Immobilisations corporelles, montant net (b) (d) | 31 698 | 33 538 | 34 155 | 2 089 | 2 129 | 3 012 | 244 | 243 | 241 |
| Total de l'actif | 35 044 | 36 840 | 36 971 | 4 890 | 3 958 | 5 574 | 399 | 346 | 394 |

| en millions de dollars canadiens | Comptes non sectoriels et autres | | | Éliminations | | | Chiffres consolidés | | |
|---------------------------------------------------------------|----------------------------------|-------|-------|--------------|---------|---------|---------------------|----------|----------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 |
| Revenus et autres produits | | | | | | | | | |
| Produits d'exploitation (a) | - | - | - | - | - | - | 29 125 | 25 049 | 26 756 |
| Ventes intersectorielles | - | - | - | (3 681) | (3 434) | (3 739) | - | - | - |
| Revenus de placement et d'autres sources (note 8) | 14 | 14 | 6 | - | - | - | 299 | 2 305 | 132 |
| | 14 | 14 | 6 | (3 681) | (3 434) | (3 739) | 29 424 | 27 354 | 26 888 |
| Dépenses | | | | | | | | | |
| Exploration (b) (note 15) | - | - | - | - | - | - | 183 | 94 | 73 |
| Achats de pétrole brut et de produits | - | - | - | (3 675) | (3 429) | (3 735) | 18 145 | 15 120 | 15 284 |
| Production et fabrication | - | - | - | - | - | - | 5 698 | 5 224 | 5 434 |
| Frais de vente et frais généraux | 49 | 84 | 50 | (6) | (5) | (4) | 893 | 1 129 | 1 117 |
| Taxe d'accise fédérale | - | - | - | - | - | - | 1 673 | 1 650 | 1 568 |
| Amortissement et épuiement (b) | 19 | 16 | 13 | - | - | - | 2 172 | 1 628 | 1 450 |
| Coûts de financement (note 12) | 65 | 72 | 34 | - | - | - | 78 | 65 | 39 |
| Total des dépenses | 133 | 172 | 97 | (3 681) | (3 434) | (3 739) | 28 842 | 24 910 | 24 965 |
| Bénéfice (perte) avant impôts | (119) | (158) | (91) | - | - | - | 582 | 2 444 | 1 923 |
| Impôts sur le bénéfice (note 3) | | | | | | | | | |
| Exigibles | (6) | (51) | (45) | - | - | - | (58) | 200 | 451 |
| Unités d'actions | (34) | 8 | 1 | - | - | - | 150 | 79 | 350 |
| Total de la charge d'impôts sur les bénéfices | (40) | (43) | (44) | - | - | - | 92 | 279 | 801 |
| Bénéfice (perte) net | (79) | (115) | (47) | - | - | - | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | (125) | (143) | (124) | - | (21) | (2) | 2 763 | 2 015 | 2 167 |
| Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c) | 38 | 49 | 68 | - | - | - | 671 | 1 161 | 3 595 |
| Immobilisations corporelles | | | | | | | | | |
| Coût | 665 | 627 | 579 | - | - | - | 52 778 | 53 515 | 54 203 |
| Amortissement cumulé et épuiement | (223) | (204) | (188) | - | - | - | (18 305) | (17 182) | (16 404) |
| Immobilisations corporelles, montant net (b) (d) | 442 | 423 | 391 | - | - | - | 34 473 | 36 333 | 37 799 |
| Total de l'actif | 1 703 | 894 | 579 | (435) | (384) | (348) | 41 601 | 41 654 | 43 170 |

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 4 392 millions de dollars (3 612 millions de dollars en 2016, 4 157 millions de dollars en 2015). 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 2017, le secteur Amont comprend les pertes de valeur hors trésorerie de 396 millions de dollars, avant impôts, associées au développement de Horn River, et de 379 millions de dollars, avant impôts, associées au projet gazier Mackenzie. Les pertes de valeur sont constatés dans les lignes Exploration et Amortissement et épuisement dans l'état consolidé des résultats et la ligne Amortissement cumulé et épuisement du Bilan consolidé.
- (c) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles, les ajouts aux contrats de location-acquisition, les investissements additionnels et les acquisitions. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone.
- (d) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 1 047 millions de dollars (2 705 millions de dollars en 2016, 3 719 millions de dollars en 2015).

3. Impôts

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|------------------------------------------------------------------|--------------|--------|-------|
| Charge d'impôts exigibles (a) | (58) | 200 | 451 |
| Passif d'impôts futurs (a) (b) | 150 | 79 | 350 |
| Total de la charge d'impôts sur les bénéficiaires (a) (c) | 92 | 279 | 801 |
| Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage) | 26,9 | 26,8 | 27,2 |
| Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants : | | | |
| Cessions (d) | (5,3) | (11,6) | (0,4) |
| Variation du taux d'imposition en vigueur (a) | 0,9 | - | 16,1 |
| Autres | (6,6) | (3,8) | (1,2) |
| Taux d'imposition effectif | 15,9 | 11,4 | 41,7 |

(a) Le 2 novembre 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a appliqué une augmentation de 1 % du taux d'impôt provincial (de 11 % à 12 %). Le 30 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a appliqué une augmentation de 2 % du taux d'impôt provincial (de 10 % à 12 %).

(b) La charge d'impôts futurs ne comprend pas de charges d'impôts reportés et d'impôts reportés créditeurs nets importants au titre des modifications des lois fiscales et des taux d'imposition en 2016.

(c) Les décaissements au titre des impôts sur les bénéficiaires, plus les crédits à l'investissement, ont totalisé 322 millions de dollars (172 millions de dollars en 2016 et 202 millions de dollars en 2015).

(d) Les cessions en 2017 sont principalement liées à la vente d'un actif excédentaire en Ontario. Les cessions en 2016 sont principalement liées à la vente de stations-service Esso détenues par la compagnie et des activités d'aviation générale. Un traitement fiscal des gains en capital a été appliqué à la majeure partie des cessions.

En 2017 et 2016, la baisse du taux d'imposition prévu par la loi dans l'autre catégorie représente principalement les ajustements sur les exercices antérieurs et les réévaluations.

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 | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------------------------------|--------------|---------|-------|
| Dépréciation et amortissement | 5 564 | 5 361 | 4 677 |
| Forages fructueux et achats de terrains | 762 | 891 | 922 |
| Prestations de retraite et avantages sociaux | (422) | (457) | (396) |
| Restauration des lieux | (376) | (396) | (406) |
| Intérêts capitalisés | 118 | 114 | 104 |
| Évaluation des stocks selon la méthode DEPS (a) | (318) | (240) | - |
| Reports de perte fiscale | (936) | (1 056) | (610) |
| Autre (a) | (196) | (212) | (100) |
| Passif d'impôts futurs à long terme - montant net | 4 196 | 4 005 | 4 191 |
| Évaluation des stocks selon la méthode DEPS (a) | - | - | (112) |
| Autre (a) | - | - | (160) |
| Actif d'impôts exigibles futurs - Montant net | - | - | (272) |
| Passif d'impôts exigibles futurs - Montant net (a) | - | - | 41 |
| Passif d'impôts futurs - Montant net | 4 196 | 4 005 | 3 960 |

(a) À compter de 2016, en vertu de l'ASU 2015-17, les actifs et passifs d'impôt différé ont été classés à titre prospectif dans la catégorie des éléments à long terme. L'exercice 2015 n'a pas été recalculé.

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 | 2017 | 2016 | 2015 |
|------------------------------------------------------------------|------|------|------|
| Solde au 1 ^{er} janvier | 106 | 132 | 151 |
| Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs | 2 | 2 | 10 |
| Réductions au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs | - | (18) | (4) |
| Réductions en raison du dépassement du délai de prescription | - | (5) | - |
| Règlements avec les autorités fiscales | (30) | (5) | (25) |
| Solde au 31 décembre | 78 | 106 | 132 |

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 2017, 2016 et 2015 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de 2010 à 2017 de la compagnie sont sujettes à examen par les autorités fiscales. Les déclarations fiscales de 1998, de 2000 et de 2003 à 2009 sont exposées à des objections et sont par conséquent sujettes à examen par les autorités fiscales. L'Agence du revenu du Canada a proposé certains ajustements aux déclarations de la compagnie. La direction est en train d'évaluer ces ajustements et estime que plusieurs questions en suspens antérieures devraient être réglées en 2018. 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.

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 | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------|---------------------------------------|------|
| | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 |
| Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre (en pourcentage) | | | | |
| Taux actualisé | 3,40 | 3,75 | 3,40 | 3,75 |
| Augmentation de la rémunération à long terme | 4,50 | 4,50 | 4,50 | 4,50 |
| en millions de dollars canadiens | | | | |
| Variation de l'obligation au titre des prestations projetées | | | | |
| Obligation au titre des prestations projetées au 1er janvier | 8 356 | 8 147 | 706 | 642 |
| Coût des services rendus de l'exercice | 217 | 203 | 16 | 16 |
| Intérêts débiteurs | 313 | 319 | 23 | 27 |
| Pertes (gains) actuariels | 415 | 157 | (49) | 46 |
| Prestations versées (a) | (516) | (470) | (26) | (25) |
| Obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre | 8 785 | 8 356 | 670 | 706 |
| Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre | 8 043 | 7 681 | | |

Le taux d'actualisation retenu en fin d'exercice servant à établir le passif au titre des avantages complémentaires au plan des avantages à la retraite est déterminé par l'usage de la courbe courante recommandée de l'Institut canadien des actuaires pour des obligations de sociétés canadiennes à long terme de première qualité dont l'échéance (la durée) moyenne correspond à l'approximation de celle du passif en question. La mesure de l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite constituée suppose un taux tendanciel du coût des soins de santé de 4,50 % en 2018 et dans les années subséquentes.

| en millions de dollars canadiens | Prestations de retraite | | Avantages complémentaires de retraite | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------|---------------------------------------|-------|
| | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 |
| Variation de l'actif des régimes | | | | |
| Juste valeur au 1 ^{er} janvier | 7 359 | 7 260 | | |
| Rendement (perte) réel de l'actif des régimes | 700 | 316 | | |
| Cotisations de la compagnie | 212 | 163 | | |
| Prestations versées (b) | (401) | (380) | | |
| Juste valeur au 31 décembre | 7 870 | 7 359 | | |
| Excédent (insuffisance) de l'actif par rapport à l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre | | | | |
| Régimes capitalisés | (408) | (444) | | |
| Régimes non capitalisés | (507) | (553) | (670) | (706) |
| Total (c) | (915) | (997) | (670) | (706) |

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

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

(c) 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 sous-capitalisé des avantages complémentaires de retraite a été comptabilisé comme un passif dans le bilan, 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 | |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|---------------------------------------|--------------|
| | 2017 | 2016 | 2017 | 2016 |
| Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit : | | | | |
| Passif à court terme | (28) | (29) | (28) | (29) |
| Autres obligations à long terme | (887) | (968) | (642) | (677) |
| Total comptabilisé | (915) | (997) | (670) | (706) |

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

| | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|------------|------------|
| Pertes (gains) actuariels - Montant net | 2 408 | 2 461 | 140 | 197 |
| Coût des services passés | 4 | 14 | - | - |
| Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts | 2 412 | 2 475 | 140 | 197 |

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 2017, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 5,5 % contre des rendements réels de 6,3 % et de 7,3 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans respectivement, terminées le 31 décembre 2017.

| en millions de dollars canadiens | Prestations de retraite | | | Avantages complémentaires de retraite | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------|------|---------------------------------------|------|------|
| | 2017 | 2016 | 2015 | 2017 | 2016 | 2015 |
| Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage) | | | | | | |
| Taux actualisé | 3,75 | 4,00 | 3,75 | 3,75 | 4,00 | 3,75 |
| Rendement à long terme de l'actif des régimes | 5,50 | 5,50 | 5,75 | - | - | - |
| Augmentation de la rémunération à long terme | 4,50 | 4,50 | 4,50 | 4,50 | 4,50 | 4,50 |

en millions de dollars canadiens

Composantes du coût net des prestations constituées

| | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| Coût des services rendus de l'exercice | 217 | 203 | 211 | 16 | 16 | 15 |
| Intérêts débiteurs | 313 | 319 | 307 | 23 | 27 | 25 |
| Rendement prévu de l'actif des régimes | (408) | (400) | (392) | - | - | - |
| Amortissement du coût des services passés | 10 | 9 | 16 | - | - | - |
| Amortissement des pertes (gains) actuariels | 176 | 162 | 198 | 8 | 13 | 14 |
| Coût net des prestations constituées de l'exercice | 308 | 293 | 340 | 47 | 56 | 54 |

Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

| | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------|--------------|-------------|-----------|-------------|
| Pertes (gains) actuariels - Montant net | 123 | 241 | (86) | (49) | 46 | (2) |
| Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice | (176) | (162) | (198) | (8) | (13) | (14) |
| Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice | (10) | (9) | (16) | - | - | - |
| Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu | (63) | 70 | (300) | (57) | 33 | (16) |

Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et autres éléments du

| | | | | | | |
|-------------------------------|-----|-----|----|------|----|----|
| résultat étendu, avant impôts | 245 | 363 | 40 | (10) | 89 | 38 |
|-------------------------------|-----|-----|----|------|----|----|

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 40 millions de dollars en 2017 (44 millions de dollars en 2016, 43 millions de dollars en 2015).

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 | | |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| (Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts | 120 | (103) | 316 |
| (Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 17) | (38) | 34 | (85) |
| (Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts | 82 | (69) | 231 |

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 fonds détient des actions de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée uniquement dans la mesure où cela est nécessaire pour reproduire la composition de l'indice d'actions pertinent. Le solde des actifs du plan est investi principalement dans des titres de créance de sociétés de première qualité et gouvernementaux. Des études sont effectuées périodiquement pour déterminer la répartition de l'actif souhaitée. La répartition cible de l'actif pour le volet actions est de 28 %. La répartition cible pour le volet titres de créance est de 67 %. Le solde de 5 % est investi dans des partenariats de capital de risque qui poursuivent une stratégie d'investissement dans de nouvelles entreprises américaines et internationales.

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2017, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2017 selon :

| en millions de dollars canadiens | Total | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Valeur nette des actifs |
|----------------------------------------------|--------------|-----------|----------|----------|-------------------------|
| Catégorie d'actif | | | | | |
| Actions | | | | | |
| Canadiennes | 182 | | | | 182 |
| Internationales | 2 138 | | | | 2 138 |
| Titres de créance canadiens | | | | | |
| Sociétés | 1 248 | | | | 1 248 |
| Gouvernements | 4 016 | | | | 4 016 |
| Adossés à des actifs | - | | | | - |
| Partenariats de capital de risque | 215 | | | | 215 |
| Trésorerie | 71 | 34 | | | 37 |
| Total des actifs du régime à la juste | 7 870 | 34 | - | - | 7 836 |

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2016, 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 2016 selon : | | | | Valeur nette des actifs (a) |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|----------|----------|----------|-----------------------------|
| | Total | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | |
| Catégorie d'actif | | | | | |
| Actions | | | | | |
| Canadiennes | 433 | | | | 433 |
| Internationales | 2 448 | | | | 2 448 |
| Titres de créance canadiens | | | | | |
| Sociétés | 988 | | | | 988 |
| Gouvernements | 3 218 | | | | 3 218 |
| Adossés à des actifs | - | | | | - |
| Partenariats de capital de risque | 241 | | | | 241 |
| Trésorerie | 31 | 6 | | | 25 |
| Total des actifs du régime à la juste valeur | 7 359 | 6 | - | - | 7 353 |

(a) Conformément à l'ASU 2015-07, certains investissements mesurés à leur juste valeur en utilisant la valeur nette des actifs (VNA) par action ont été reclassés à partir de la hiérarchie de juste valeur. Les montants de juste valeur présentés dans ce tableau visent à permettre un rapprochement de la hiérarchie de juste valeur avec la valeur totale des actifs du régime.

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des régimes de retraite faisant ressortir l'excédent des obligations au titre des prestations constituées sur l'actif du régime :

| en millions de dollars canadiens | Prestations de retraite | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------|
| | 2017 | 2016 |
| Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations constituées est supérieure à l'actif du régime : | | |
| Obligation au titre des prestations projetées | - | - |
| Obligation au titre des prestations constituées | - | - |
| Juste valeur de l'actif des régimes | - | - |
| Obligation au titre des prestations constituées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime | - | - |
| Régimes non capitalisés couverts par les réserves comptables : | | |
| Obligation au titre des prestations projetées | 507 | 553 |
| Obligation au titre des prestations constituées | 480 | 525 |

Amortissement estimatif du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2018

| en millions de dollars canadiens | Prestations de retraite | Avantages |
|---------------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| | | complémentaires de retraite |
| Pertes (gains) actuariels - Montant net (a) | 170 | 9 |
| Coût des services passés (b) | 4 | - |

(a) La compagnie amortit le solde du montant net des pertes (gains) actuariels comme une composante du coût net des prestations constituées sur la période moyenne qu'il reste à travailler aux participants actifs au régime.

(b) La compagnie amortit le coût des services passés selon la méthode linéaire.

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 |
|----------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2018 | 425 | 29 |
| 2019 | 430 | 29 |
| 2020 | 435 | 29 |
| 2021 | 435 | 30 |
| 2022 | 435 | 30 |
| 2023 - 2027 | 2 165 | 155 |

Pour l'exercice 2018, la compagnie compte cotiser environ 240 millions de dollars en espèces à ses régimes

Sensibilité des résultats

Une variation de 1 % des hypothèses concernant les obligations découlant des régimes de retraite aurait les incidences suivantes :

| Hausse (baisse) en millions de dollars canadiens | Augmentation de 1 % | Baisse de 1 % |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------|------------------|
| Taux de rendement de l'actif des régimes | | |
| Incidence sur le coût net des prestations constituées, avant impôts | (75) | 75 |
| Taux actualisé : | | |
| Incidence sur le coût net des prestations constituées, avant impôts | (90) | 120 |
| Incidence sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite | (1 215) | 1 570 |
| Taux d'augmentation de la rémunération : | | |
| Incidence sur le coût net des prestations constituées, avant impôts | 55 | (45) |
| Incidence sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite | 265 | (225) |

Une modification de 1 % du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé aurait les incidences suivantes :

| Hausse (baisse) en millions de dollars canadiens | Augmentation de 1 % | Baisse de 1 % |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------|------------------|
| Incidence sur le coût des services passés et les intérêts débiteurs | 6 | (5) |
| Incidence sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite | 80 | (60) |

5. Autres obligations à long terme

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Avantages de retraite (a) (note 4) | 1 529 | 1 645 |
| Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b) (d) | 1 460 | 1 544 |
| Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7) | 99 | 139 |
| Autres obligations (c) | 692 | 328 |
| Total des autres obligations à long terme | 3 780 | 3 656 |

(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 2016).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 101 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (108 millions de dollars en 2016).

(c) Incluant les obligations liées aux programmes d'émission de carbone. Les programmes de crédits de carbone sont comptabilisés comme autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net).

(d) En 2017, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont été actualisées au taux de 6 % (6 % en 2016).

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 | 2017 | 2016 |
|----------------------------------|--------------|--------------|
| Solde au 1 ^{er} janvier | 1 472 | 1 571 |
| Ajouts (déductions) | (124) | (160) |
| Charge de désactualisation | 92 | 97 |
| Règlement | (43) | (36) |
| Solde au 31 décembre | 1 397 | 1 472 |

6. Produits dérivés et instruments financiers

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 de taux de change et des prix des marchandises. Actuellement, la compagnie n'a pas recours à des contrats de dérivés pour compenser le risque lié aux prix des hydrocarbures, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs et des transactions prévues existants. Le risque de crédit associé à la position sur instrument dérivés de la compagnie est atténué par plusieurs facteurs, notamment l'utilisation de bourses de compensation de produits dérivés, la qualité des contreparties et les limites financières imposées aux contreparties de produits dérivés. La compagnie estime qu'il n'y a pas de risques de marché ou de crédit importants quant à sa situation financière, aux résultats d'exploitation ou à la situation de trésorerie en raison des produits dérivés. La compagnie maintient un système de contrôle comprenant l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés.

La juste valeur estimative des instruments dérivés en circulation et comptabilisés au bilan représente un passif net de 4 millions de dollars à la fin de l'exercice 2017 (0 million de dollars en 2016). Les actifs et passifs associés aux produits dérivés sont généralement comptabilisés à la rubrique « Matières, fournitures et charges payées d'avance » ou « Comptes créditeurs et charges à payer ».

L'évaluation à la juste valeur de ses instruments dérivés par la compagnie a recours à des données de niveau 1 ou de niveau 2.

Au cours de 2017, compagnie a constaté une perte avant impôts liée aux instruments dérivés réglés et non réglés de 5 millions de dollars (0 million de dollars en 2016). Les effets sur l'état de résultat associés aux produits dérivés sont comptabilisés dans « Achats de pétrole brut et de produits ».

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 inscrite aux livres. La hiérarchie de juste valeur de la dette à long terme est principalement de niveau 2.

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. Lors du troisième anniversaire de la date de leur attribution, 50 % des unités sont acquises, le reste étant exercé au septième anniversaire de la date d'attribution. La compagnie peut également émettre des unités dont 50 % peuvent être acquises au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste peut être acquis au dixième anniversaire de la date d'attribution, ou émettre des unités dont 50 % peuvent être acquises au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste peut être acquis au dixième anniversaire de la date d'attribution, ou à la date de retraite du bénéficiaire, selon la plus éloignée des deux éventualités.

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 d'après le quotient du 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, et les unités restantes pouvant être acquises au dixième anniversaire de la date d'attribution ou à la date de retraite du bénéficiaire, selon la plus éloignée des deux éventualités, 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 2017 :

| | Unités d'actions restreintes | Unités d'actions à dividende différé |
|------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------|
| En cours au 1 janvier 2017 | 6 662 126 | 136 177 |
| Attribuées | 758 990 | 13 231 |
| Acquises/exercées | (1 545 921) | - |
| Confisquées et annulées | (16 145) | - |
| En cours au 31 décembre 2017 | 5 859 050 | 149 408 |

En 2017, la charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes avant impôts s'est chiffrée à 14 millions de dollars (83 millions de dollars en 2016, 48 millions de dollars en 2015). L'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour l'exercice s'est chiffrée à 4 millions de dollars (24 millions de dollars en 2016, 13 millions de dollars en 2015). Des paiements au comptant de 71 millions de dollars au titre de ces régimes ont été versés en 2017 (79 millions de dollars en 2016, 78 millions de dollars en 2015).

Au 31 décembre 2017, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 94 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 3,8 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2017.

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 | 2017 | 2016 | 2015 |
|--------------------------------------------------------|------|-------|------|
| Produits de la vente d'actifs | 232 | 3 021 | 142 |
| Valeur comptable de la vente d'actifs | 12 | 777 | 45 |
| Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a) (b) | 220 | 2 244 | 97 |
| Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a) (b) | 192 | 1 908 | 79 |

(a) Les résultats de 2017 comprennent un gain de 174 millions de dollars (151 millions de dollars après impôts) sur la vente d'une propriété excédentaire en Ontario.

(b) L'année 2016 comprenait un gain de 2,0 milliards de dollars (1,7 milliard \$ après impôts) découlant de la vente de stations-service Esso détenues par la compagnie, ainsi qu'un gain de 161 millions de dollars (134 millions de dollars après impôts) découlant de la vente des activités d'aviation générale de l'Impériale.

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. Aucune obligation d'achat inconditionnel n'existait en 2017 et 2016 (125 millions de dollars en 2015).

Suite à la vente conclue des stations-service Esso restantes détenues par l'Impériale, la compagnie avait un passif éventuel au 31 décembre 2017 de 42 millions de dollars relativement à des garanties liées à la performance en vertu de contrats d'autres obligations avec des tiers totalisant 42 millions de dollars (49 millions de dollars en 2016).

10. Actions ordinaires

| milliers d'actions | Au 31 déc. 2017 | Au 31 déc. 2016 |
|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Autorisées | 1 100 000 | 1 100 000 |
| Actions ordinaires en circulation | 831 242 | 847 599 |

Le programme actuel d'offre de rachat ordinaire d'une durée de 12 mois a été annoncé le 22 juin 2017 au titre duquel l'Impériale a poursuivi son programme de rachat d'actions. Ce programme permet à l'entreprise de racheter un maximum de 25 395 927 actions ordinaires (soit 3 % du nombre total d'actions en circulation le 13 juin 2017), comprenant les actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat ordinaire et à la société ExxonMobil Corporation, une opération réalisée concurremment, mais hors de l'offre publique de rachat ordinaire. Dans le passé, la société ExxonMobil Corporation avait informé l'entreprise qu'elle avait l'intention de conserver la propriété d'environ 69,6 % du capital. 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 2015 | 847 599 | 1 566 |
| Actions émises en vertu du régime d'options sur actions | 1 | - |
| Achats à la valeur attribuée | (1) | - |
| Solde au 31 décembre 2015 | 847 599 | 1 566 |
| Actions émises en vertu du régime d'options sur actions | 1 | - |
| Achats à la valeur attribuée | (1) | - |
| Solde au 31 décembre 2016 | 847 599 | 1 566 |
| Actions émises en vertu du régime d'options sur actions | 2 | - |
| Achats à la valeur attribuée | (16 359) | (30) |
| Solde au 31 décembre 2017 | 831 242 | 1 536 |

Le tableau ci-dessous présente le calcul du résultat par action ordinaire, avant et après dilution :

| | 2017 | 2016 | 2015 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat de base | | | |
| Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens) | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions) | 842,9 | 847,6 | 847,6 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars) | 0,58 | 2,55 | 1,32 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat dilué | | | |
| Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens) | 490 | 2 165 | 1 122 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions) | 842,9 | 847,6 | 847,6 |
| Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions) | 2,8 | 2,9 | 3,0 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions) | 845,7 | 850,5 | 850,6 |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars) | 0,58 | 2,55 | 1,32 |

11. Informations financières diverses

En 2017, le bénéfice net comprenait un gain après impôts de 5 millions de dollars (gain de 5 millions de dollars en 2016 et perte de 39 millions de dollars en 2015) 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 2017 dépassait la valeur comptable DEPS d'environ 1,4 milliard de dollars (1 milliard de dollars en 2016). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 |
|--------------------------------------------------------|--------------|------------|
| Pétrole brut | 690 | 558 |
| Produits pétroliers | 307 | 300 |
| Produits chimiques | 42 | 51 |
| Gaz naturel et autres produits | 36 | 40 |
| Total des stocks de pétrole brut et de produits | 1 075 | 949 |

En 2017, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 111 millions de dollars (152 millions de dollars en 2016, 149 millions de dollars en 2015). 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 437 millions de dollars au 31 décembre 2017 (396 millions de dollars en 2016).

12. Coûts de financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|-------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Intérêts sur la dette | 103 | 121 | 102 |
| Intérêts capitalisés | (38) | (49) | (68) |
| Intérêts débiteurs - montant net | 65 | 72 | 34 |
| Autres intérêts | 13 | (7) | 5 |
| Total des coûts de financement (a) | 78 | 65 | 39 |

(a) En 2017, les paiements d'intérêts se sont élevés à 58 millions de dollars (73 millions de dollars en 2016, 74 millions de dollars en 2015). En 2017, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 0,9 % (0,8 % en 2016 et 0,8 % en 2015). En 2017, le taux d'intérêt effectif moyen sur les emprunts à long terme avec ExxonMobil s'est établi à 1,3 % (1,0 % en 2016 et 1,0 % en 2015).

Au 31 décembre 2017, la compagnie avait emprunté 75 millions de dollars en vertu d'une entente conclue avec une société affiliée à ExxonMobil prévoyant l'accord d'un prêt à vue renouvelable sans intérêt à la compagnie par ExxonMobil plafonné à 75 millions de dollars. Ce prêt représente la quote-part d'ExxonMobil dans le fonds de roulement nécessaire pour financer les dispositions prises par l'Impériale au nom d'ExxonMobil pour l'achat, la commercialisation et le transport du pétrole brut et des diluants.

En novembre 2017, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2019. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En décembre 2017, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit ferme à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de décembre 2018. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

13. Immobilisations louées

Au 31 décembre 2017, la compagnie était liée par des contrats de location-exploitation non résiliables visant principalement des cuves de stockage, des wagons-citernes et des navires assortis d'engagements locatifs minimaux non actualisés s'élevant à 199 millions de dollars, comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

| en millions de dollars canadiens | Paiements exigibles par exercice | | | | | | Total |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------|------|------|------|------|------------|-------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Après 2022 | |
| Paiements de loyers en vertu d'engagements minimaux (a) | 120 | 56 | 19 | 2 | 1 | 1 | 199 |

(a) En 2017, les charges locatives découlant des contrats de location-exploitation résiliables et non résiliables se sont élevées à 206 millions de dollars (253 millions de dollars en 2016, 311 millions de dollars en 2015). Les revenus locatifs connexes n'étaient pas significatifs.

14. Dette à long terme

| | Au 31 déc. 2017 | Au 31 déc. 2016 |
|---------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| en millions de dollars canadiens | | |
| Dette à long terme (a) | 4 447 | 4 447 |
| Contrats de location-acquisition (b) | 558 | 585 |
| Total de la dette à long terme | 5 005 | 5 032 |

- (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 31 juillet 2020, est résiliable sur préavis d'au moins 370 jours de la part d'ExxonMobil.
- (b) Les contrats de location-acquisition concernent principalement les installations de transport et des conventions relatives aux services. Le taux d'intérêt théorique moyen a été de 7,0 % en 2017 (6,9 % en 2016). Les obligations locatives capitalisées comprennent aussi 27 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (27 millions de dollars en 2016). Les paiements en capital sur les contrats de location-acquisition s'élèvent à environ 21 millions de dollars par an en moyenne et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2018.

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.

Les coûts des puits d'exploration à la fin de l'exercice 2016 qui ont été capitalisés dans le cadre du projet de Horn River pour une période supérieure à 12 mois, ont été dépensés en 2017.

Les deux tableaux ci-dessous fournissent le détail des changements dans le solde des coûts des puits d'exploration suspendus ainsi qu'un résumé de l'âge des coûts.

Variation des coûts capitalisés des puits d'exploration suspendus :

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------|------------|
| Solde au 1 ^{er} janvier | 143 | 167 | 167 |
| Ajouts en attendant l'établissement de réserves prouvées | - | - | - |
| Passés en dépenses | (143) | (24) | - |
| Reclassement en puits, installations et équipement reposant sur l'établissement de réserves prouvées | - | - | - |
| Solde au 31 décembre | - | 143 | 167 |

Coûts capitalisés en fin d'exercice des puits d'exploration suspendu:

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|-------------------------------------------|----------|------------|------------|
| Coûts capitalisés pendant un an ou moins | - | - | - |
| Coûts capitalisés pendant un an à dix ans | - | 143 | 167 |
| Coûts capitalisés pendant plus d'un an | - | 143 | 167 |
| Total | - | 143 | 167 |

Les activités d'exploration font souvent appel au forage de plusieurs puits sur un certain nombre d'années pour évaluer pleinement un projet. Le tableau ci-dessous fournit une ventilation du nombre de projets présentant des coûts des puits d'exploration capitalisés au cours des 12 mois précédents et ceux pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois.

| | 2017 | 2016 | 2015 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|----------|
| Nombre de projets pour lesquels le premier puits capitalisé a été foré au cours des 12 mois précédents | - | - | - |
| Nombre de projets pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois | - | 1 | 1 |
| Total | - | 1 | 1 |

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) La prestation de services de gestion, commerciaux et techniques à Syncrude Canada Ltée par ExxonMobil.
- d) L'offre d'une option de participation à parts égales dans de nouvelles occasions d'affaires pour le secteur Amont.
- e) Par lequel ExxonMobil conclut des contrats de dérivés pour le compte de la compagnie

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

Les montants des achats et des ventes réalisés par l'Impériale en 2017, avec ExxonMobil, s'élevaient à 2 648 millions de dollars et 4 080 millions de dollars respectivement (2 187 millions de dollars et 2 315 millions de dollars respectivement en 2016).

Au 31 décembre 2017, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 4 447 millions de dollars (4 447 millions de dollars en 2016) et des emprunts à court terme de 75 millions de dollars (75 millions de dollars en 2016) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 14, « Dette à long terme », page 53 et la note 12, « Coûts de financement et autres renseignements sur les billets et emprunts », page 52).

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 | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|
| Solde au 1 ^{er} janvier | (1 897) | (1 828) | (2 059) |
| 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 | (54) | (210) | 64 |
| Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu | 136 | 141 | 167 |
| Solde au 31 décembre | (1 815) | (1 897) | (1 828) |

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

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| 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) | (194) | (184) | (228) |

(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 | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|
| Ajustements du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite : | | | |
| Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite (excluant l'amortissement) | (20) | (77) | 24 |
| 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 | 58 | 43 | 61 |
| Total | 38 | (34) | 85 |

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

L'information figurant aux pages 56 à 57 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 Syncrude, Kearn et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

Résultats d'exploitation

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|
| Ventes aux clients (a) | 3 283 | 2 210 | 2 483 |
| Ventes intersectorielles (a) (b) | 1 750 | 1 791 | 1 855 |
| | 5 033 | 4 001 | 4 338 |
| Frais de production | 3 959 | 3 657 | 3 727 |
| Frais d'exploration | 183 | 94 | 73 |
| Dépréciation et épuisement | 1 623 | 1 275 | 1 102 |
| Impôts | (217) | (366) | 174 |
| Résultats d'exploitation | (515) | (659) | (738) |

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 | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|-------|
| Coût des biens (c) | | | |
| Prouvés | - | 1 | - |
| Non prouvés | 32 | - | - |
| Coûts d'exploration | 40 | 70 | 76 |
| Coûts de mise en valeur | 214 | 543 | 3 035 |
| Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur | 286 | 614 | 3 111 |

- (a) Le gaz naturel et les liquides de gaz naturel achetés aux fins de revente et le paiement des redevances sont exclus des ventes aux clients et des ventes intersectorielles. Les chiffres bruts de ces postes sont comptabilisés à la note 2 dans « Produits d'exploitation », « 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

| | 2017 | 2016 |
|------------------------------------|----------|----------|
| Coût des biens (a) | | |
| Prouvés | 2 214 | 2 194 |
| Non prouvés | 2 465 | 2 466 |
| Actifs de production | 38 332 | 36 827 |
| Construction inachevée | 673 | 2 287 |
| Coût total capitalisé | 43 684 | 43 774 |
| Amortissement cumulé et épuisement | (13 733) | (12 243) |
| Coûts nets capitalisés | 29 951 | 31 531 |

(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

| en millions de dollars canadiens | 2017 | 2016 | 2015 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|-----------|
| Flux de trésorerie futurs | 72 325 | 53 743 | 168 482 |
| Coûts de production futurs | (44 822) | (36 100) | (122 188) |
| Coûts de mise en valeur futurs | (14 640) | (11 917) | (36 048) |
| Impôts sur les bénéfices futurs | (3 916) | (1 263) | (3 333) |
| Flux de trésorerie nets futurs | 8 947 | 4 463 | 6 913 |
| Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie | (3 811) | (1 717) | (3 683) |
| Flux de trésorerie futurs actualisés | 5 136 | 2 746 | 3 230 |

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

| | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|----------|
| Solde au début de l'exercice | 2 746 | 3 230 | 31 057 |
| Variations découlant de ce qui suit : | | | |
| Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production | (1 516) | (718) | (1 134) |
| Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production (a) | 4 231 | (1 468) | (37 945) |
| Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes | 81 | 14 | 29 |
| Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice | 376 | 651 | 2 250 |
| Révisions d'estimations quantitatives antérieures | 110 | 56 | 972 |
| Accroissement de l'actualisation | 290 | 417 | 1 683 |
| Variation nette des impôts sur les bénéfices | (1 182) | 564 | 6 318 |
| Variation nette | 2 390 | (484) | (27 827) |
| Solde en fin d'exercice | 5 136 | 2 746 | 3 230 |

(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 des 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 2015 | 46 | 627 | 534 | 3 274 | 3 959 |
| Révisions | (10) | (28) | 68 | 331 | 384 |
| Récupération améliorée | - | - | - | - | - |
| (Vente) achat de réserves en place | 1 | 11 | - | - | 3 |
| Découvertes et extensions | 2 | 18 | - | - | 5 |
| Production | (5) | (45) | (21) | (90) | (124) |
| Fin de l'exercice 2015 | 34 | 583 | 581 | 3 515 | 4 227 |
| Révisions | 3 | (58) | 8 | (2 720) | (2 719) |
| Récupération améliorée | - | - | - | - | - |
| (Vente) achat de réserves en place | - | - | - | - | - |
| Découvertes et extensions | 2 | 15 | - | - | 4 |
| Production | (4) | (45) | (25) | (94) | (130) |
| Fin de l'exercice 2016 | 35 | 495 | 564 | 701 | 1 382 |
| Révisions | 4 | 115 | (70) | 332 | 286 |
| Récupération améliorée | - | 1 | - | 6 | 6 |
| (Vente) achat de réserves en place | 4 | 28 | - | - | 9 |
| Découvertes et extensions | 2 | 43 | - | - | 9 |
| Production | (1) | (41) | (21) | (93) | (122) |
| Fin de l'exercice 2017 | 44 | 641 | 473 | 946 | 1 570 |

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

| | | | | | |
|----------------------------|----------|------------|------------|------------|--------------|
| Le 1 janvier 2015 | 36 | 300 | 534 | 1 635 | 2 255 |
| Le 31 décembre 2015 | 23 | 283 | 581 | 3 063 | 3 714 |
| Le 31 décembre 2016 | 19 | 263 | 564 | 436 | 1 063 |
| Le 31 décembre 2017 | 9 | 282 | 473 | 591 | 1 120 |

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

| | | | | | |
|----------------------------|-----------|------------|----------|------------|------------|
| Le 1 janvier 2015 | 10 | 327 | - | 1 639 | 1 704 |
| Le 31 décembre 2015 | 11 | 300 | - | 452 | 513 |
| Le 31 décembre 2016 | 16 | 232 | - | 265 | 319 |
| Le 31 décembre 2017 | 35 | 359 | - | 355 | 450 |

- (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 2015, 2016 et 2017. 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 peuvent comprendre des augmentations ou des réductions des volumes de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants 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 découler d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

À la fin de l'exercice 2015, les réserves de bitume prouvées et mises en valeur et non mises en valeur ont été révisées à la hausse en raison du transfert du projet d'expansion Kearl au statut « prouvé non mis en valeur », ainsi qu'à la suite d'améliorations de rendement observées sur le site Kearl. En outre, les réserves de bitume et de pétrole synthétique ont été révisées à la hausse en raison de la réduction des obligations de redevances attribuables à la chute des cours.

À la fin de l'exercice 2016, les révisions à la baisse des réserves de bitume prouvées mises en valeur et non mises en valeur découlaient de la faiblesse des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la totalité des 2,5 milliards de barils de bitume à Kearl et environ 0,2 milliard de barils de bitume à Cold Lake n'est plus considéré comme des réserves prouvées.

En raison de l'augmentation des prix en 2017, 0,3 milliard de barils de bitume additionnels aux sites de Kearl et de Cold Lake peuvent désormais être considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'exercice 2017. Parmi les facteurs qui pourraient donner lieu au comptage de ces volumes additionnels comme réserves prouvées à une date ultérieure figurent un nouveau redressement du niveau moyen annuel des cours, une nouvelle baisse des coûts et un investissement additionnel prévu dans les améliorations de la fiabilité. 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 des États-Unis.

À la fin de l'exercice 2017, les révisions à la baisse des réserves de pétrole synthétique prouvées découlaient des obligations de redevances plus élevées attribuables à la hausse des prix et aux mises à jour des plans miniers.

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 ou pour mettre en place des installations destinées à recueillir et à livrer la production de puits et installations existants et futurs.

Résultats financiers trimestriels et opérations sur actions ^(a)

| | 2017 | | | | 2016 | | | |
|----------------------------------------------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------------|----------|---------|---------|
| | trimestres clos les | | | | trimestres clos les | | | |
| | 31 déc. | 30 sept. | 30 juin | 31 mars | 31 déc. | 30 sept. | 30 juin | 31 mars |
| Données financières (en millions de dollars canadiens) | | | | | | | | |
| Total des produits et des autres revenus | 8 077 | 7 158 | 7 033 | 7 156 | 8 442 | 7 442 | 6 248 | 5 222 |
| Total des dépenses | 8 286 | 6 662 | 7 158 | 6 736 | 6 779 | 6 260 | 6 500 | 5 371 |
| Bénéfice (perte) avant impôts | (209) | 496 | (125) | 420 | 1 663 | 1 182 | (252) | (149) |
| Impôts | (72) | 125 | (48) | 87 | 219 | 179 | (71) | (48) |
| Bénéfice (perte) net | (137) | 371 | (77) | 333 | 1 444 | 1 003 | (181) | (101) |
| Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens) | | | | | | | | |
| Secteur Amont | (481) | 62 | (201) | (86) | 103 | (26) | (290) | (448) |
| Secteur Aval | 290 | 292 | 78 | 380 | 1 361 | 1 002 | 71 | 320 |
| Produits chimiques | 74 | 52 | 64 | 45 | 27 | 56 | 55 | 49 |
| Comptes non sectoriels et autres | (20) | (35) | (18) | (6) | (47) | (29) | (17) | (22) |
| Bénéfice (perte) net | (137) | 371 | (77) | 333 | 1 444 | 1 003 | (181) | (101) |
| Informations par action (en dollars canadiens) | | | | | | | | |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat de base | (0,16) | 0,44 | (0,09) | 0,39 | 1,70 | 1,18 | (0,21) | (0,12) |
| Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat dilué | (0,16) | 0,44 | (0,09) | 0,39 | 1,70 | 1,18 | (0,21) | (0,12) |
| Dividendes versés par action - annoncés | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,14 |
| Cours de l'action (en dollars canadiens) (b) | | | | | | | | |
| Bourse de Toronto | | | | | | | | |
| Haut | 42,26 | 40,11 | 41,77 | 47,60 | 48,72 | 42,10 | 43,21 | 46,25 |
| Bas | 37,88 | 35,15 | 37,27 | 40,51 | 40,76 | 38,41 | 38,71 | 37,25 |
| Clôture | 39,23 | 39,86 | 37,80 | 40,52 | 46,71 | 41,04 | 40,88 | 43,39 |
| NYSE American LLC (en dollars américains) (b) | | | | | | | | |
| Haut | 32,75 | 32,15 | 31,14 | 35,43 | 36,85 | 32,42 | 34,11 | 35,48 |
| Bas | 29,41 | 27,81 | 27,59 | 30,04 | 31,07 | 29,26 | 29,54 | 25,55 |
| Clôture | 31,19 | 31,94 | 29,18 | 30,50 | 34,76 | 31,32 | 31,56 | 33,40 |
| Actions négociées (en milliers) (c) | 88 735 | 88 089 | 92 636 | 84 436 | 70 560 | 67 098 | 101 121 | 112 059 |

(a) Les données trimestrielles n'ont pas fait l'objet d'un audit par l'auditeur indépendant de la compagnie.

(b) L'action de l'Impériale est cotée à la Bourse de Toronto. Aux États-Unis, les actions de l'Impériale se négocient sur le marché NYSE American LLC. L'Impériale détient des privilèges sur le marché hors cote NYSE American LLC. L'action ordinaire de l'Impériale porte le symbole IMO. Les cours de l'action sont tirés des registres de ces bourses. Les cours présentés en dollars américains sont fondés sur les données réunies sur le marché américain.

(c) Le nombre d'actions négociées dépend des opérations sur les marchés boursiers susmentionnés et via les autres bourses de valeurs et marchés organisés désignés au Canada.



Imperial



Esso **Mobil**