

# 2016 États financiers annuels et analyse de la direction

# Section financière

<b>Table des matières</b>	<b>Page</b>
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 .....	8
Situation de trésorerie et sources de financement.....	13
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration .....	16
Risques commerciaux et autres incertitudes.....	17
Estimations comptables critiques .....	19
Normes comptables publiées récemment.....	23
Rapport de gestion sur les contrôles internes des états financiers .....	24
Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables .....	25
État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis) .....	26
État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis) .....	27
Bilan consolidé (PCGR des États-Unis) .....	28
État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis) .....	29
État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis) .....	30
Notes aux états financiers consolidés.....	31
1. Résumé des principales politiques comptables .....	31
2. Secteurs d'activité .....	37
3. Impôts sur le bénéfice .....	39
4. Avantages de retraite .....	40
5. Autres obligations à long terme .....	46
6. Produits dérivés et instruments financiers.....	46
7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions .....	46
8. Revenus de placement et d'autres sources .....	48
9. Litiges et autres provisions.....	48
10. Actions ordinaires .....	49
11. Informations financières diverses.....	50
12. Coûts de financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts .....	50
13. Immobilisations louées .....	50
14. Dette à long terme.....	51
15. Comptabilité des coûts de puits d'exploration suspendus .....	52
16. Transactions avec des apparentés .....	53
17. Autres éléments du résultat étendu (perte) .....	54
Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz (hors audit) .....	55
Résultats financiers trimestriels et opérations sur actions .....	59

## Informations financières (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014	2013	2012
Produits d'exploitation	<b>25 049</b>	26 756	36 231	32 722	31 053
Bénéfice (perte) net par segment :					
Secteur Amont	<b>(661)</b>	(704)	2 059	1 712	1 888
Secteur Aval	<b>2 754</b>	1 586	1 594	1 052	1 772
Produits chimiques	<b>187</b>	287	229	162	165
Comptes non sectoriels et autres	<b>(115)</b>	(47)	(97)	(98)	(59)
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>2 165</b>	1 122	3 785	2 828	3 766
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	<b>391</b>	203	215	272	482
Total de l'actif en fin d'exercice	<b>41 654</b>	43 170	40 830	37 218	29 364
Dette à long terme en fin d'exercice	<b>5 032</b>	6 564	4 913	4 444	1 175
Total de la dette en fin d'exercice	<b>5 234</b>	8 516	6 891	6 287	1 647
Autres obligations à long terme en fin d'exercice	<b>3 656</b>	3 597	3 565	3 091	3 983
Capitaux propres en fin d'exercice	<b>25 021</b>	23 425	22 530	19 524	16 377
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	<b>2 015</b>	2 167	4 405	3 292	4 680
Informations par action (dollars)					
Bénéfice (perte) net par action - résultat de base	<b>2,55</b>	1,32	4,47	3,34	4,44
Bénéfice (perte) net par action - résultat dilué	<b>2,55</b>	1,32	4,45	3,32	4,42
Dividendes annoncés	<b>0,59</b>	0,54	0,52	0,49	0,48

## 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	2016	2015	2014
Utilisations dans l'entreprise : perspective de l'actif et du passif			
Total de l'actif	<b>41 654</b>	43 170	40 830
Moins : Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts	<b>(3 681)</b>	(3 441)	(4 003)
Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme	<b>(7 718)</b>	(7 788)	(7 406)
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	<b>17</b>	18	19
<b>Total du capital utilisé</b>	<b>30 272</b>	31 959	29 440

Total des sources de l'entreprise : perspective de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	<b>202</b>	1 952	1 978
Dette à long terme	<b>5 032</b>	6 564	4 913
Capitaux propres	<b>25 021</b>	23 425	22 530
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	<b>17</b>	18	19
<b>Total du capital utilisé</b>	<b>30 272</b>	31 959	29 440

### 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	2016	2015	2014
Bénéfice net	<b>2 165</b>	1 122	3 785
Coûts de financement (après impôts), incluant la part de l'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire	<b>53</b>	30	1
<b>Bénéfice net à l'exclusion des coûts de financement</b>	<b>2 218</b>	1 152	3 786
Capital moyen utilisé	<b>31 116</b>	30 700	27 637
<b>Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise</b>	<b>7,1</b>	3,8	13,7

## 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	2016	2015	2014
Trésorerie issue d'activités d'exploitation	2 015	2 167	4 405
Produits de la vente d'actifs	3 021	142	851
Total des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs	5 036	2 309	5 256

## 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	2016	2015	2014
<b>Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale</b>			
Total des dépenses	24 910	24 965	31 945
Moins :			
Achats de pétrole brut et de produits	15 120	15 284	22 479
Taxe d'accise fédérale	1 650	1 568	1 562
Coûts de financement	65	39	4
Sous-total	16 835	16 891	24 045
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	63	40	39
Total des coûts d'exploitation	8 138	8 114	7 939

## Composants des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
<b>Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale</b>			
Production et fabrication	5 224	5 434	5 662
Frais de vente et frais généraux	1 129	1 117	1 075
Dépréciation et épuisement	1 628	1 450	1 096
Exploration	94	73	67
Sous-total	8 075	8 074	7 900
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	63	40	39
Total des coûts d'exploitation	8 138	8 114	7 939

# 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. Les activités de la compagnie comprennent la production (ou l'achat), la fabrication et la vente de produits, et toutes les activités commerciales visant 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. Des opportunités d'investissement majeur sont soumises à des tests 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

Selon les projections, d'ici à 2040, la population mondiale devrait atteindre à peu près neuf milliards d'habitants, soit environ 1,8 milliard de personnes de plus qu'en 2015. 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 2015 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 2015 à 2040, l'énergie nécessaire au transport mondial (automobiles, camions, navires, trains et avions) devrait augmenter d'environ 25 %. La croissance de la demande dans le domaine du transport représentera probablement environ 60 % de l'augmentation de la demande mondiale de carburants liquides 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 continueront à en dépendre.

Il est prévu qu'entre 2015 et 2040, la demande mondiale d'électricité (qui va doubler dans les pays en développement) augmentera d'environ 60 %. 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 énergétique mondiale. La satisfaction de la demande croissante d'électricité nécessitera un large éventail de sources d'énergie. En 2015, le charbon procurait environ 40 % de l'électricité produite dans le monde, mais cette part devrait vraisemblablement passer sous la barre des 30 % d'ici 2040 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 au risque de changement climatique. Entre 2015 et 2040, la quantité d'électricité produite à partir du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables devrait pratiquement doubler, et représenter 90 % de la croissance en termes de fourniture d'électricité. Nous croyons qu'à l'horizon 2040, le charbon, le gaz naturel et les énergies renouvelables produiront individuellement une part d'électricité similaire dans le monde, bien que des différences significatives seront sûrement observées dans certaines régions à cause de divers facteurs, notamment le coût et la disponibilité des divers types d'énergie.

Les carburants liquides étant largement disponibles, abordables et faciles à distribuer et à stocker, ils assurent actuellement la plus grande part de l'approvisionnement mondial en énergie. D'ici à 2040, la demande mondiale de carburants liquides devrait atteindre environ 112 millions de barils d'équivalent pétrole par jour, soit environ 20 % de plus qu'en 2015. À l'échelle mondiale, il est probable que la production de pétrole classique diminuera légèrement jusqu'en 2040, la baisse naturelle du rendement de ces gisements étant en bonne partie compensée par une hausse importante des activités de mise en valeur. Cette baisse devrait toutefois être largement compensée par la production croissante de diverses nouvelles sources d'énergie comme le pétrole de réservoirs étanches, les gisements en eaux profondes, les sables pétrolifères, les liquides de gaz naturel et les biocarburants. 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 qui devrait connaître la plus forte croissance entre 2015 et 2040, satisfaisant environ 40 % de la croissance de la demande énergétique. De 2015 à 2040, la demande mondiale de gaz devrait augmenter d'environ 45 %, 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 60 % 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 conservera 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, et devrait certainement atteindre 2,5 fois le niveau de 2015 d'ici 2040 (la majeure partie de cette offre devrait 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 de la moitié 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 2025 et 2030. 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 atteindront probablement près de 15 % du total d'ici à 2040, la part combinée de l'énergie biomassique, hydraulique et géothermique comptant pour plus de 10 %. De 2015 à 2040, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants bondira de près de 200 %, approchant une part combinée d'environ 4 % 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 l'Agence internationale de l'énergie, l'investissement requis pour satisfaire les besoins énergétiques mondiaux en pétrole et en gaz naturel de 2016 à 2040 s'élèvera à près de 23 billions USD (en dollars de 2015), soit plus de 900 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 des éventuelles politiques publiques relativement aux émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie cadre avec les estimations figurant dans les *Perspectives énergétiques* à long terme d'ExxonMobil, qui servent de base pour évaluer le contexte commercial et les investissements de l'Impériale.

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 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 saisir des possibilités de croissance pour améliorer constamment le portefeuille de ressources, à adopter une méthode rigoureuse en matière de gestion des coûts et d'investissement, à développer et appliquer des technologies à fortes retombées, à chercher des gains de productivité et d'efficacité, et à optimiser la rentabilité de la production de pétrole et de gaz. Elles reposent sur la quête incessante de l'excellence opérationnelle, de l'utilisation de techniques innovatrices, 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. Les volumes réels varieront d'une année sur l'autre en raison des facteurs décrits à l'élément 1A – Facteurs de risque.

Les prix de la majeure partie du pétrole brut de la compagnie sont établis en fonction des marchés pétroliers du West Texas Intermediate (WTI) et du Western Canada Select (WCS). Le prix moyen du pétrole brut WTI et WCS en dollars américains était plus bas en 2016 qu'en 2015. L'environnement industriel du secteur Amont a fait l'objet de grands bouleversements ces dernières années, avec une offre abondante de pétrole brut faisant chuter les cours à des niveaux non observés depuis 2004. Cependant, les conditions actuelles du marché ne sont pas nécessairement indicatrices du futur. 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 la croissance de l'économie mondiale. 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. Les stratégies commerciales du secteur Aval de l'Impériale guident les activités de la compagnie. Elles visent notamment à maintenir le meilleur niveau de la catégorie dans tous les aspects de l'entreprise, 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 à valeur ajoutée aux clients.

Au Canada, l'Impériale possède et exploite trois raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 423 000 barils par jour. Le réseau de commercialisation des carburants de l'Impériale compte plus de 1 700 stations-service Esso pour approvisionner ses clients au Canada. L'Impériale possède aussi un secteur de la vente en gros et aux industries, alimenté par un réseau de dépôts de distribution de premier stockage.

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, 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.

Alors que la demande est restée vigoureuse en 2016, les marges se sont affaiblies en raison de la hausse des stocks induite par la production excédentaire d'essence et de distillats. En Amérique du Nord, les raffineries ont bénéficié d'un approvisionnement rentable de matières premières et d'énergie, mais cet avantage s'est estompé en 2016.

Les prévisions à long terme de l'Impériale révèlent qu'en Amérique du Nord, le secteur du raffinage continuera à connaître une concurrence intense. De plus, comme cela est décrit plus en détail à l'élément 1A – Facteurs de risque, la politique proposée sur le carbone et d'autres contraintes réglementaires sur le changement climatique, ainsi que la croissance 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 des secteurs des carburants et des lubrifiants.

La compagnie fournit des produits pétroliers aux automobilistes via les stations-service Esso et des distributeurs indépendants. En 2016, la compagnie a finalisé la vente de ses établissements restants de marque Esso, achevant ainsi sa transformation en un modèle d'exploitation de distributeurs de marque. En moyenne au cours de l'année, la compagnie comptait plus de 1 700 établissements, qui à la fin de l'année 2016 fonctionnaient tous 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.

### Produits chimiques

En Amérique du Nord, le gaz naturel non classique a continué à fournir de l'éthane à coût avantageux aux vapocraqueurs et à créer un contexte de marges favorable pour les producteurs de produits chimiques intégrés. La stratégie de la compagnie pour ce secteur consiste à réduire les coûts et à maximiser la valeur en poursuivant 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	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) net	<b>2 165</b>	1 122	3 785

#### 2016

Le bénéfice net en 2016 s'est établi à 2 165 millions \$, 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 \$ ou 1,32 \$ par action en 2015. Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 2 754 millions \$, une hausse par rapport à 1 586 millions \$ en 2015. Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques s'est établi à 187 millions \$. Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 661 millions \$ en 2016, comparativement à une perte nette de 704 millions \$ en 2015.

2015

Le bénéfice net de 2015 a été de 1 122 millions \$ (ou 1,32 \$ par action sur une base diluée) alors qu'il se situait à 3 785 millions \$ en 2014 (ou 4,45 \$ par action). Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 704 millions \$ au lieu d'un bénéfice net de 2 059 millions \$ en 2014. Les gains du secteur Aval ont diminué de 8 millions \$ tandis que ceux du secteur Produits chimiques ont augmenté de 58 millions \$.

### Secteur Amont

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) net	(661)	(704)	2 059

2016

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

2015

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 704 millions \$ en 2015, au lieu d'un bénéfice net de 2 059 millions \$ pour la même période en 2014. Les gains de 2015 reflétaient une baisse des réalisations pour le pétrole brut et le gaz d'environ 3 790 millions \$, une charge nette de 327 millions \$ associée à l'augmentation de l'impôt des sociétés de l'Alberta, une augmentation de la dépense d'amortissement d'environ 180 millions \$, une baisse des volumes de liquides et de gaz d'environ 80 millions \$ reflétant l'effet des cessions de biens au cours de l'année précédente et une charge nette d'environ 60 millions \$ associée à la valeur comptable des stocks. Ces facteurs ont été partiellement compensés par l'effet de la faiblesse du dollar canadien, environ 770 millions \$, la baisse des redevances d'environ 700 millions \$, la hausse des volumes de Kearn et de Cold Lake d'environ 670 millions \$ et la baisse de coûts de l'énergie, d'environ 140 millions \$.

## Prix touchés moyens

dollars canadiens	2016	2015	2014
Prix touché pour le bitume (le baril)	<b>26,52</b>	32,48	67,20
Prix touché pour le pétrole synthétique (le baril)	<b>57,12</b>	61,33	99,58
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	<b>32,93</b>	36,58	76,03
Prix touché pour les liquides de gaz naturel (le baril)	<b>15,58</b>	14,70	49,11
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	<b>2,41</b>	2,78	4,54

### 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.

### 2015

Le prix moyen du brut WTI (la principale référence pour le pétrole brut produit en Amérique du Nord) a chuté de 47 % par rapport à la même période en 2014. Les réalisations moyennes de la compagnie en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique et le bitume ont baissé d'environ 38 et 52 % en 2015, respectivement à 61,33 \$ et 32,48 \$ par baril, et la baisse du brut de référence et l'augmentation des écarts léger-lourd étaient partiellement compensées par l'effet de la faiblesse du dollar canadien. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 2,78 \$ le millier de pieds cubes en 2015, était en baisse d'environ 1,76 \$ par rapport à la même période de 2014.

## Pétrole brut et LGN – Production et ventes (a)

milliers de barils par jour	2016		2015		2014	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume	<b>281</b>	<b>256</b>	266	245	197	161
Pétrole synthétique (b)	<b>68</b>	<b>67</b>	62	58	64	60
Pétrole brut classique	<b>14</b>	<b>12</b>	15	14	18	14
Total de la production de pétrole brut	<b>363</b>	<b>335</b>	343	317	279	235
LGN mis en vente	<b>1</b>	<b>1</b>	1	1	3	2
Total de la production de pétrole brut et de LGN	<b>364</b>	<b>336</b>	344	318	282	237
Ventes de bitume, diluant compris (c)	<b>374</b>		349		259	
Ventes de LGN	<b>5</b>		5		8	

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

millions de pieds cubes par jour	2016		2015		2014	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (e) (f)	<b>129</b>	<b>122</b>	130	125	168	156
Production mise en vente (g)		<b>87</b>		94		124

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

(e) \* La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.

(f) La production nette est égale à la production brute moins la quote-part des propriétaires miniers ou des gouvernements ou des deux. La production nette indiquée dans le tableau ci-dessus correspond aux quantités de production indiquées dans les réserves prouvées nettes.

(g) Comprend les ventes de la quote-part de la compagnie dans la production nette et exclut les quantités consommées en interne.

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.

2015

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 158 000 barils par jour en 2015, en hausse par rapport aux 146 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent, principalement en raison de la compensation du cycle de la base opérationnelle de Nabiye.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 152 000 barils par jour au cours de 2015 (la part de l'Impériale se chiffrant à 108 000 barils), contre 72 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 51 000 barils) en 2014, reflétant le démarrage rapide du projet d'expansion de Kearl et l'amélioration de la fiabilité du développement initial.

Au cours de 2015, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 62 000 barils par jour, en baisse par rapport aux 64 000 barils pour 2014.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 15 000 barils par jour en 2015, contre 18 000 barils en 2014. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de biens au cours du premier semestre de 2014.

La production brute de gaz naturel au cours de 2015 a totalisé 130 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 168 millions de pieds cubes par jour pour la période correspondante de l'exercice précédent, reflétant l'impact des cessions de biens et de la diminution naturelle du rendement des gisements.

## Secteur Aval

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) net	2 754	1 586	1 594

2016

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 2 754 millions \$, une hausse par rapport à 1 586 millions \$ en 2015. Les bénéfices ont augmenté principalement en raison d'un gain de 1 841 millions \$ 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 \$, des volumes de ventes plus élevées obtenues grâce à la commercialisation d'environ 50 millions \$, partiellement contrebalancé par la baisse d'environ 910 millions \$ des marges bénéficiaires dans le secteur Aval.

2015

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 1 586 millions \$, contre 1 594 millions \$ pour la même période en 2014. Les gains ont diminué principalement à cause du recul des marges des raffineries d'environ 590 millions \$ et des frais d'exploitation plus élevés d'environ 70 millions \$, principalement associés au terminal ferroviaire d'Edmonton. Ces facteurs ont été partiellement compensés par l'effet de la faiblesse du dollar canadien (environ 390 millions \$), les marges accrues sur les carburants et les volumes (environ 170 millions \$), la baisse des coûts d'énergie d'environ 80 millions \$ et un gain en 2015 de 17 millions \$ des ventes de biens.

## Utilisation de la capacité de raffinage

milliers de barils par jour (a)	2016	2015	2014
Production totale des raffineries (b)	362	386	394
Capacité de raffinage au 31 décembre	423	421	421
Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage)	86	92	94

## Ventes

milliers de barils par jour (a)	2016	2015	2014
Essence	261	247	244
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	170	170	179
Mazout lourd	16	16	22
Huiles lubrifiantes et autres produits	37	45	40
Ventes nettes de produits pétroliers	484	478	485

(a) Le volume par jour correspond au volume annuel divisé par le nombre de jours civils dans l'année.

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

### 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.

### 2015

La production totale des raffineries a été de 386 000 barils par jour. La capacité de raffinage a été utilisée à 92 % en 2015, soit 2 % de moins que l'année précédente. Cette diminution est surtout attribuable à des activités de maintenance programmées. Le total des ventes nettes de produits pétroliers a diminué à 478 000 barils par jour, au lieu de 485 000 barils par jour en 2014.

## Produits chimiques

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) net	187	287	229

## Ventes

milliers de tonnes	2016	2015	2014
Polymères et produits chimiques de base	697	735	741
Produits intermédiaires et autres	211	210	212
Ventes totales de produits chimiques	908	945	953

### 2016

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques s'est chiffré à 187 millions \$, contre 287 millions \$ 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.

### 2015

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre record de 287 millions \$ en 2015, en hausse de 58 millions \$ comparativement à la même période de 2014, principalement attribuable à l'effet de la faiblesse du dollar canadien, à la baisse des coûts des charges d'alimentation et à l'augmentation des ventes de polyéthylène.

## Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) net	(115)	(47)	(97)

### 2016

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde négatif de 115 millions \$ en 2016, comparativement à un solde négatif de 47 millions \$ 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.

### 2015

Pour 2015, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde négatif de 47 millions \$, comparativement à un solde négatif de 97 millions \$ au cours de 2014, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions et à l'effet de l'augmentation de l'impôt sur le revenu d'entreprises en Alberta.

## Situation de trésorerie et sources de financement

### Sources et affectation des flux de trésorerie

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Trésorerie liée aux :			
Activités d'exploitation	2 015	2 167	4 405
Activités d'investissement	1 947	(2 884)	(4 562)
Activités de financement	(3 774)	705	100
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	188	(12)	(57)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	391	203	215

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 2013. À la suite de l'estimation réalisée, la compagnie a contribué à hauteur de 163 millions \$ aux régimes de retraite agréés en 2016. 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**

2016

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 2 015 millions \$ en 2016, comparativement à 2 167 millions \$ 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.

2015

Les flux de trésorerie issus des activités d'exploitation se sont chiffrés à 2 167 millions \$, comparativement à 4 405 millions \$ en 2014. Cette diminution des flux de trésorerie est attribuable à la réduction du bénéfice.

## **Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement**

2016

Les activités d'investissement ont généré des flux nets de trésorerie de 1 947 millions \$ en 2016, comparativement aux flux de trésorerie de 2 884 millions \$ 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.

2015

Les décaissements associés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 2 884 millions \$, comparativement à 4 562 millions \$ en 2014, représentant le déclin des ajouts aux biens, aux usines et aux équipements.

## **Flux de trésorerie issus d'activités de financement**

2016

Les flux de trésorerie utilisés lors d'activités de financement ont été de 3 774 millions \$ en 2016, comparativement aux flux de trésorerie provenant d'activités de financement de 705 millions \$ 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 \$ contre 8 516 millions \$ à la fin de 2015.

La compagnie a remboursé une dette de 1 505 millions \$ issus de prêts à long terme existants, et 1 749 millions \$ 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 \$ à 250 millions \$, 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 \$ à 250 millions \$, 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. La compagnie continuera à évaluer son programme de rachat d'actions en fonction de sa performance opérationnelle et de ses activités liées aux projets d'immobilisation mondiaux.

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

2015

Les flux de trésorerie issus d'activités de financement se sont élevés à 705 millions \$, comparativement à 100 millions \$ en 2014.

La compagnie a utilisé ses marges de crédit existantes à hauteur de 1 206 millions \$.

À la fin de l'exercice 2015, le total de la dette s'élevait à 8 516 millions \$ contre 6 891 millions \$ à la fin de 2014.

En mars 2015, la compagnie a repoussé l'échéance de sa marge de crédit bancaire à court terme de 364 jours non garantie de 500 millions \$ au mois de mars 2016. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En juillet 2015, la compagnie a porté la capacité de sa marge de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée d'ExxonMobil de 6,25 milliards \$ à 7,75 milliards \$. Toutes les autres modalités et conditions de l'entente restent inchangées.

En août 2015, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme existante de 500 millions \$ au mois de août 2017. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

Des dividendes en espèces de 449 millions \$ ont été versés en 2015, contre 441 millions \$ en 2014. Les dividendes versés par action se sont établis à 0,53 \$, une hausse par rapport à 0,52 \$ en 2014.

Entre le 31 décembre 2015 et le 10 février 2016, la compagnie a augmenté sa dette totale de 328 millions \$ en puisant dans une marge existante. Cette augmentation de la dette a été utilisée pour compléter les revenus d'exploitation normaux, ainsi que pour financer des projets d'immobilisation.

### Ratios financiers et pourcentages

	2016	2015	2014
Dette totale en pourcentage du capital (a)	17	27	23
Couverture des intérêts par le bénéfice (b)	21	20	61

(a) Total des tranches à court et à long terme de la dette (page 28) 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 28).

(b) Total du bénéfice net (page 26), 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 26), 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 2016, la dette comptait pour 17 % dans la structure du capital de la compagnie.

En 2016, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 121 millions \$ contre 102 millions \$ en 2015. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 1,5 % en 2016, contre 1,3 % en 2015.

La santé financière de la compagnie, illustrée par les ratios financiers ci-dessus, constitue un avantage concurrentiel d'une importance stratégique. Quelle que soit la conjoncture commerciale, cette stabilité financière permet à la compagnie d'avoir accès au marché des capitaux et de prendre d'importants engagements à long terme dans le but de maximiser la valeur pour les actionnaires.

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. La compagnie ne se livre pas à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a recours à des dérivés à caractéristiques de levier financier.

### Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la compagnie au 31 décembre 2016. 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
		2017	2018 à 2019	2020 à 2021	2022 et après	
Dette à long terme (a)	14	-	54	4 478	500	5 032
- Exigible dans un an		27				27
Contrats de location-exploitation (b)	13	139	129	4	3	275
Engagements fermes (c)		48	31	71	-	150
Obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite (d)	4	277	125	131	1 170	1 703
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (e)	5	55	218	184	1 015	1 472
Autres contrats d'achat à long terme (f)		844	1 467	1 233	4 716	8 260

- (a) La dette à long terme comprend un prêt à long terme de 4 447 millions \$ d'une filiale d'ExxonMobil et des obligations locatives capitalisées de 612 millions \$, dont 27 millions \$ 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 2017 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 inférieur en 2016 traduit une réduction des ententes de prestation de services de transport pour un total de 2,7 milliards \$. Qui plus est, environ 636 millions \$ d'obligations d'achat inconditionnel qui existaient à la fin de l'exercice 2015 ne répondaient plus aux conditions pour être classées comme obligations d'achat inconditionnel et sont à présent déclarées comme contrats d'achat à long terme.

Des économies d'impôt non comptabilisées totalisant 106 millions \$ 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 39.

### Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 9 aux états financiers consolidés en page 48, 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 2016 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	2016	2015
Secteur Amont (a)	896	3 135
Secteur Aval	190	340
Produits chimiques	26	52
Autres	49	68
<b>Total</b>	<b>1 161</b>	<b>3 595</b>

(a) Frais d'exploration inclus.

En 2016, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 1 161 millions \$, en baisse de 2 434 millions \$ par rapport à 2015.

Dans le secteur Amont, les dépenses en immobilisations ont été de 896 millions \$ contre 3 135 millions \$ en 2015. Les investissements ont servi principalement à l'avancement de projets du secteur Amont.

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration prévues dans le secteur Amont devraient s'élever à environ 600 millions \$ en 2017. Ces investissements sont principalement associés au maintien de nos activités.

En 2016, les dépenses en immobilisations du secteur Aval ont été de 190 millions \$, contre 340 millions \$ en 2015. En 2016, les investissements ont principalement servi à soutenir le maintien des activités du secteur Aval.

Les dépenses en immobilisations prévues pour le secteur Aval en 2017 sont d'environ 350 millions \$. Elles seront axées sur l'amélioration de la fiabilité et de l'efficacité des opérations de l'Impériale, et sur l'amélioration des performances de la compagnie en matière d'environnement et de sécurité.

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration de la compagnie prévues pour 2017 s'élèveront à près de 1 milliard \$. 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. 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'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.

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.

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 capacité 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.

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

### Sensibilité des résultats (a)

En millions de dollars canadiens après impôts

Variation du prix du baril de pétrole brut de l'ordre de 1 USD (b)	+ (-)	<b>100</b>
Baisse (hausse) des prix du gaz naturel (par millier de pieds cubes) de l'ordre de 0,10 USD	+ (-)	<b>5</b>
Variation de la marge de raffinage 2-1-1 de l'ordre de 1 USD par baril (c)	+ (-)	<b>140</b>
Variation de la marge sur les ventes de polyéthylène, de l'ordre de 0,01 USD la livre	+ (-)	<b>8</b>
Baisse (hausse) de 0,01 \$ de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	<b>85</b>

(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) Impact sur le bénéfice du secteur Amont uniquement, après impôts et redevances.

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

Depuis la fin de l'exercice 2015, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté d'environ 10 millions \$ (après impôts) par an pour chaque variation de 0,01 \$. La hausse découlait principalement des volumes de production plus importants.

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

En général, les résultats sectoriels ne dépendent pas de la capacité à vendre ou à acheter des produits aux autres secteurs. Lorsque de telles ventes ont lieu, elles découlent plutôt de l'efficacité et des avantages concurrentiels liés aux complexes intégrés de raffinage et de fabrication de produits chimiques. De plus, les ventes intersectorielles se font aux prix courants. Les produits achetés et vendus entre secteurs peuvent également être acquis sur les marchés mondiaux ayant une liquidité, une capacité et des moyens de transport substantiels. Le pétrole brut produit par le secteur Amont et vendu au secteur Aval représente environ 65 % 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.

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 compagnie bénéficie ainsi d'une base d'immobilisations efficaces et a rarement eu à réduire la valeur comptable des actifs, même au cours des périodes de faible prix des marchandises.

La production de bitume par le secteur pétrolier peut être soumise à des limitations de la capacité de transport vers les marchés. Le bitume constitue une partie importante de la production de la compagnie dans le secteur Amont. Afin de réduire les incertitudes reliées au calendrier de réalisation des projets de pipeline de l'industrie et aux contraintes de capacité des pipelines, la compagnie a développé une infrastructure de transport ferroviaire.

Une étroite corrélation existe entre la demande de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques et les taux de 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. Les améliorations techniques ont joué, et continueront de jouer, un rôle important dans l'économie et la performance environnementale des opérations actuelles et des développements futurs.

### **Gestion des risques**

La taille de l'entreprise, sa solide situation financière et la nature complémentaire des secteurs Amont, Aval et Produits chimiques réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et de taux de change. La santé financière et la capacité d'emprunt de la compagnie lui permettent de faire avancer son plan d'entreprise dans l'optique d'une maximisation de la valeur actionnariale, quelle que soit la conjoncture du marché. Il en résulte que la compagnie n'a pas recours actuellement à des contrats de dérivés pour réduire l'incidence de tels changements. La compagnie ne se livre pas à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a recours à des dérivés à caractéristiques de levier financier. Bien qu'elle ne se livre pas à des opérations de spéculation au moyen d'instruments dérivés ni à la négociation d'instruments dérivés, la compagnie maintient un système de contrôle comprenant une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur 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 31.

### 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 77 % des réserves prouvées totales à la fin de l'exercice 2016, en baisse par rapport aux 88 % en 2015. 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.

En raison des prix plus bas enregistrés en 2016, et en vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, certains volumes de bitume considérés comme des réserves prouvées au cours des années antérieures ne pouvaient pas être considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'année 2016. Les volumes n'étant plus considérés comme des réserves prouvées comprennent la totalité des 2,5 milliards de barils de bitume à Kearl et environ 0,2 milliard de barils de bitume à Cold Lake. Parmi les facteurs qui pourraient donner lieu au recomptage de ces volumes comme réserves prouvées à une date ultérieure figurent un redressement du niveau moyen des cours, une nouvelle baisse des coûts et/ou l'efficacité de l'exploitation. En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de l'Impériale. La compagnie ne s'attend pas à ce que la révision à la baisse des réserves prouvées déclarées en vertu des définitions de la Securities and Exchange Commission des États-Unis affecte les opérations de projets sous-jacents ou modifie ses perspectives pour les volumes de production.

### ***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 entièrement désinscrites et que ce gisement continue à produire, 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 de réserves prouvées supérieure à zéro, convenablement ajustée pour les variations de production et techniques. L'incidence de cette approche sur les dépenses d'amortissement de la compagnie pour 2017 par rapport à 2016 devrait 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 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.

La compagnie réalise des analyses de dépréciation de façon continue dans le cadre de son programme de gestion des actifs. Ces analyses et d'autres évaluations de rentabilité sont utilisées par la compagnie pour déterminer si 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 ne pense pas que des prix inférieurs sont tenables si l'énergie doit être fournie avec la sécurité de l'approvisionnement pour répondre à la demande mondiale sur le long terme. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt l'augmentation ou la diminution de 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, mais cette diminution est compensée par la production de gisements nouvellement découverts et du développement de gisements connus. Les politiques de production de l'OPEP ont aussi des effets sur l'offre mondiale de pétrole. L'évolution de la demande est largement dépendante de la croissance économique mondiale. 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 au point médian de ses fourchettes de prix ou de marges à long terme pour le pétrole et 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 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 des événements ou des circonstances indiquent que la valeur comptable 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 opportunités d'investissement. Ces évaluations se fondent sur les hypothèses émises par la compagnie concernant les prix futurs du pétrole et du gaz naturel, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts et les taux de change. 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.

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie 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-valeur 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.

La faiblesse persistante de l'environnement industriel du secteur Amont au cours de l'année 2016 a incité la compagnie à réaliser une évaluation de ses actifs majeurs à long terme dans le cadre du processus annuel de planification et de prise de décisions en matière d'investissement, similaire à l'exercice entrepris fin 2015. L'évaluation a fait ressortir des prix à long terme du pétrole brut et du gaz naturel conformes au point médian des fourchettes que la direction utilise pour évaluer les opportunités d'investissement, et qui sont dans la fourchette des prévisions de prix à long terme publiées par les experts industriels tiers et les agences gouvernementales. Cette évaluation a montré que les groupes d'actifs majeurs de l'Impériale ont des estimations de flux de trésorerie non actualisés supérieures aux valeurs comptables.

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 2016, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 5,5 %, comparativement à des rendements réels de 5,5 % et de 7,7 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2016. 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 40. 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 2016, 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 2016, les obligations ont été actualisées au taux de 6 % et la charge de désactualisation a totalisé 97 millions \$ 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 52.

### **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 bénéfices 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 39.

### **Normes comptables publiées récemment**

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié une nouvelle norme, *Revenue from Contracts with Customers*. 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 élargit les exigences de déclaration. Cette norme entrera en vigueur à compter du 1er janvier 2018. La compagnie compte adopter la norme 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. L'Impériale continue d'évaluer les autres points de la norme. L'impact découlant de la norme ne devrait pas avoir d'effet substantiel sur les états financiers de la compagnie.

En février 2016, le FASB a publié une nouvelle norme, *Leases*. La norme exige que tous les contrats de location-exploitation d'une durée initiale supérieure à un an soient comptabilisés comme actif et passif dans le bilan, sans grand changement pour les comptes de résultat et les tableaux des flux de trésorerie. Cette norme doit entrer en vigueur à compter du 1er janvier 2019, son adoption anticipée étant cependant autorisée. L'Impériale évalue la norme et ses effets sur les états financiers de la compagnie et les plans pour l'adopter d'ici 2019.

## 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 2016.

PricewaterhouseCoopers LLP, auditeur indépendant officiellement reconnu, a vérifié l'efficacité des contrôles internes de la compagnie appliqués à ses états financiers au 31 décembre 2016, 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 22 février 2017

# Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables

## Aux actionnaires de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

Nous avons procédé à l'audit du bilan consolidé au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015 de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, 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 clos le 31 décembre 2016.

En outre, nous avons procédé à l'audit des contrôles internes sur les états financiers de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée au 31 décembre 2016, selon les critères établis dans le document Internal Control - Integrated Framework (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations (COSO) de la Commission Treadway. 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 une opinion sur ces états financiers consolidés et sur l'efficacité des contrôles internes appliqués aux états financiers de la compagnie en nous fondant sur notre audit.

Nous avons effectué notre audit selon les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). 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 et que des contrôles internes efficaces des états financiers ont été maintenus à tous les égards importants. L'audit des états financiers consolidés comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Il comprend 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 et 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.

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.

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 Pétrolière Impériale Limitée au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2016, 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 2016, selon les critères établis dans le document Internal Control - Integrated Framework (2013) publié par COSO.

*(signé) PricewaterhouseCoopers LLP*

Comptables professionnels agréés  
Calgary (Alberta), Canada  
Le 22 février 2017

## État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre	2016	2015	2014
<b>Revenus et autres produits</b>			
Produits d'exploitation (a) (b)	25 049	26 756	36 231
Revenus de placement et d'autres sources (note 8)	2 305	132	735
<b>Total des produits et des autres revenus</b>	<b>27 354</b>	<b>26 888</b>	<b>36 966</b>
<b>Dépenses</b>			
Exploration (note 15)	94	73	67
Achats de pétrole brut et de produits (c)	15 120	15 284	22 479
Production et fabrication (d)	5 224	5 434	5 662
Frais de vente et frais généraux (d)	1 129	1 117	1 075
Taxe d'accise fédérale (a)	1 650	1 568	1 562
Dépréciation et épuisement	1 628	1 450	1 096
Coûts de financement (note 12)	65	39	4
<b>Total des dépenses</b>	<b>24 910</b>	<b>24 965</b>	<b>31 945</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	<b>2 444</b>	<b>1 923</b>	<b>5 021</b>
<b>Impôts sur le bénéfice</b> (note 3)	<b>279</b>	<b>801</b>	<b>1 236</b>
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>2 165</b>	<b>1 122</b>	<b>3 785</b>
<b>Informations par action</b> (en dollars canadiens)			
Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat de base (note 10)	2,55	1,32	4,47
Bénéfice (perte) net par action ordinaire - résultat dilué (note 10)	2,55	1,32	4,45
Dividendes par action ordinaire	0,59	0,54	0,52
(a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation.	1 650	1 568	1 562
(b) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits d'exploitation (note 16).*	2 342	3 058	3 358
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits (note 16).*	2 224	2 684	3 262
(d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication, et les frais de vente et frais généraux (note 16).	533	442	366

\* Note : nouveau calcul pour 2015 et 2014.

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

	2016	2015	2014
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>2 165</b>	1 122	3 785
Autres éléments du résultat étendu (perte), avant impôts			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	<b>(210)</b>	64	(483)
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	<b>141</b>	167	145
<b>Total des autres éléments du résultat étendu (perte)</b>	<b>(69)</b>	231	(338)
<b>Résultat étendu (perte)</b>	<b>2 096</b>	1 353	3 447

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

	2016	2015
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie	391	203
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives (a)	2 023	1 581
Stocks de pétrole brut et de produits (note 11)	949	1 190
Matières, fournitures et charges payées d'avance	468	424
Actifs d'impôts futurs (b) (note 3)	-	272
Total de l'actif à court terme	3 831	3 670
Investissements et créances à long terme	1 030	1 254
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement (note 2)	36 333	37 799
Écart d'acquisition	186	224
Autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net) (b)	274	223
<b>Total de l'actif</b> (note 2)	<b>41 654</b>	<b>43 170</b>
<b>Passif</b>		
Passif à court terme		
Billets et emprunts (c) (note 12)	202	1 952
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (b) (note 11)	3 193	2 989
Impôts sur le bénéfice à payer	488	452
Total du passif à court terme	3 883	5 393
Dette à long terme (d) (note 14)	5 032	6 564
Autres obligations à long terme (e) (note 5)	3 656	3 597
Passif d'impôts futurs (b) (note 3)	4 062	4 191
<b>Total du passif</b>	<b>16 633</b>	<b>19 745</b>
Engagements et passif de prévoyance (note 9)		
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (f) (note 10)	1 566	1 566
Bénéfices réinvestis	25 352	23 687
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17)	(1 897)	(1 828)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>25 021</b>	<b>23 425</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>41 654</b>	<b>43 170</b>

(a) Les comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives, comprennent des sommes remboursables nettes par des apparentés de 172 millions \$ (129 millions \$ en 2015), (note 16).

(b) Conformément à 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. Les périodes antérieures n'ont pas été recalculées, (note 1).

(c) Les billets et emprunts comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 75 millions \$ (75 millions \$ en 2015), (note 16).

(d) La dette à long terme comprenait des sommes remboursables à des apparentés de 4 447 millions \$ (5 952 millions \$ en 2015), (note 16).

(e) Les autres obligations à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 104 millions \$ (146 millions \$ en 2015), (note 16).

(f) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était respectivement de 1 100 millions et de 848 millions (respectivement 1 100 millions et 848 millions en 2015), (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	2016	2015	2014
<b>Actions ordinaires à la valeur attribuée</b> (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	-	-	-
À la fin de l'exercice	1 566	1 566	1 566
<b>Bénéfices réinvestis</b>			
Au début de l'exercice	23 687	23 023	19 679
Bénéfice (perte) net de l'exercice	2 165	1 122	3 785
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	-	-	-
Dividendes annoncés	(500)	(458)	(441)
À la fin de l'exercice	25 352	23 687	23 023
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte)</b> (note 17)			
Au début de l'exercice	(1 828)	(2 059)	(1 721)
Autres éléments du résultat étendu (perte)	(69)	231	(338)
À la fin de l'exercice	(1 897)	(1 828)	(2 059)
<b>Capitaux propres en fin d'exercice</b>	<b>25 021</b>	<b>23 425</b>	<b>22 530</b>

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

	2016	2015	2014
<b>Activités d'exploitation</b>			
Bénéfice (perte) net	2 165	1 122	3 785
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :			
Dépréciation et épuisement	1 628	1 450	1 096
(Gain) perte à la vente d'actifs (note 8)	(2 244)	(97)	(696)
Dépréciation de l'inventaire à la valeur marchande courante (note 11)	-	59	-
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	114	367	1 123
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	(442)	(42)	545
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	197	(172)	(129)
Impôts sur le bénéfice à payer	36	418	(693)
Comptes créditeurs et charges à payer	237	(1 030)	(549)
Autres postes - montant net (a)	324	92	(77)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>2 015</b>	<b>2 167</b>	<b>4 405</b>
<b>Activités d'investissement</b>			
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(1 073)	(2 994)	(5 290)
Produits des ventes d'actifs (note 8)	3 021	142	851
Placements supplémentaires	(1)	(32)	(123)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>1 947</b>	<b>(2 884)</b>	<b>(4 562)</b>
<b>Activités de financement</b>			
Dette à court terme - montant net	(1 749)	(32)	120
Dette à long terme - ajouts (note 14)	495	1 206	430
Dette à long terme - réductions (note 14)	(2 000)	-	-
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(28)	(20)	(9)
Dividendes versés	(492)	(449)	(441)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(3 774)</b>	<b>705</b>	<b>100</b>
<b>Augmentation (diminution) de trésorerie</b>	<b>188</b>	<b>(12)</b>	<b>(57)</b>
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>203</b>	<b>215</b>	<b>272</b>
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice (b)</b>	<b>391</b>	<b>203</b>	<b>215</b>
(a) Comprendait une cotisation aux régimes enregistrés de retraite.	163	225	362
(b) 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 \$ n'a pas été inclus dans les totaux des lignes « Acquisitions d'immobilisations corporelles » ou « Émissions d'emprunts à long terme » 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. 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 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 2016. 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. Les principales filiales comprises dans les états financiers consolidés sont Pétrolière Impériale Ressources Ltée, Imperial Oil Resources Ventures Limited et Pétrolière McColl-Frontenac ULC. Les sociétés précitées sont toutes détenues en propriété exclusive. 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 Kearn.

#### 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 leur entreposage final avant la livraison au client. 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 qui ne répondent 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.

En vertu de la définition attribuée par la SEC aux réserves prouvées, certains volumes de bitume n'étaient plus considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'année 2016, la majeure partie de ces volumes concernant les gisements de sables pétrolifères de Kearl, où l'on ne recense plus aucune réserve prouvée. Dans la mesure où les réserves prouvées pour un gisement sont entièrement désinscrites et que ce gisement continue à produire, 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 de réserves prouvées supérieure à zéro, convenablement ajustée pour les variations de production et techniques.

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 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.

La compagnie réalise des analyses de dépréciation de façon continue dans le cadre de son programme de gestion des actifs. Ces analyses et d'autres évaluations de rentabilité sont utilisées par la compagnie pour déterminer si 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 ne pense pas que des prix inférieurs sont tenables si l'énergie doit être fournie avec la sécurité de l'approvisionnement pour répondre à la demande mondiale sur le long terme. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt l'augmentation ou la diminution de 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, mais cette diminution est compensée par la production de gisements nouvellement découverts et du développement de gisements connus. Les politiques de production de l'OPEP ont aussi des effets sur l'offre mondiale de pétrole. L'évolution de la demande est largement dépendante de la croissance économique mondiale. 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 au point médian de ses fourchettes de prix ou de marges à long terme pour le pétrole et 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 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 des événements ou des circonstances indiquent que la valeur comptable 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 opportunités d'investissement. Ces évaluations se fondent sur les hypothèses émises par la compagnie concernant les prix futurs du pétrole et du gaz naturel, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts et les taux de change. 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.

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie 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-valeur 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 qui s'étendent sur plusieurs années 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 passifs ne sont pas réduits 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.

### **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.

### **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.

### **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 46.

## 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.

## Normes comptables publiées récemment

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié une nouvelle norme, *Revenue from Contracts with Customers*. 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 élargit les exigences de déclaration. Cette norme entrera en vigueur à compter du 1er janvier 2018. La compagnie compte adopter la norme 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. L'Impériale continue d'évaluer les autres points de la norme. L'impact découlant de la norme ne devrait pas avoir d'effet substantiel sur les états financiers de la compagnie.

En février 2016, le FASB a publié une nouvelle norme, *Leases*. La norme exige que tous les contrats de location-exploitation d'une durée initiale supérieure à un an soient comptabilisés comme actif et passif dans le bilan, sans grand changement pour les comptes de résultat et les tableaux des flux de trésorerie. Cette norme doit entrer en vigueur à compter du 1er janvier 2019, son adoption anticipée étant cependant autorisée. L'Impériale évalue la norme et ses effets sur les états financiers de la compagnie et les plans pour l'adopter d'ici 2019.

Depuis le 30 septembre 2016, l'Impériale a adopté en avance la norme *Accounting Standards Update (ASU) no. 2015-17 Income Taxes (Topic 740): Balance sheet classification of deferred taxes*, de manière prospective. Cette mise à jour tire un trait sur la nécessité de classer les actifs et passifs d'impôt différé comme éléments à court terme et à long terme, et exige en lieu et place que tous les actifs et passifs d'impôt différé soient classés comme éléments à long terme.

Le classement au bilan des actifs (passifs) d'impôt différé est présenté ci-dessous.

	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2015
en millions de dollars canadiens		
Actif d'impôts futurs	-	272
Autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net)	57	-
Comptes créditeurs et charges à payer	-	(41)
Passif d'impôts futurs	(4 062)	(4 191)
Passif d'impôt différé - Montant net	(4 005)	(3 960)

## 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 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 dans ce segment tiennent compte principalement des frais de financement sur la dette, des intérêts créditeurs et des charges de rémunération incitative à base d'actions.

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. 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		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
<b>Revenus et autres produits</b>									
Produits d'exploitation (a)	5 492	5 776	8 408	18 511	19 796	26 400	1 046	1 184	1 423
Ventes intersectorielles	2 215	2 486	4 087	1 007	1 019	1 359	212	234	381
Revenus de placement et d'autres sources	13	22	667	2 278	104	65	-	-	-
	<b>7 720</b>	<b>8 284</b>	<b>13 162</b>	<b>21 796</b>	<b>20 919</b>	<b>27 824</b>	<b>1 258</b>	<b>1 418</b>	<b>1 804</b>
<b>Dépenses</b>									
Exploration (note 15)	94	73	67	-	-	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	3 666	3 768	5 628	14 178	14 526	21 476	705	725	1 196
Production et fabrication	3 591	3 766	3 882	1 428	1 461	1 564	205	207	216
Frais de vente et frais généraux	(5)	(2)	3	972	986	887	83	87	70
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	1 650	1 568	1 562	-	-	-
Dépréciation et épuisement	1 396	1 193	857	206	233	216	10	11	12
Coûts de financement (note 12)	(7)	5	4	-	-	-	-	-	-
<b>Total des dépenses</b>	<b>8 735</b>	<b>8 803</b>	<b>10 441</b>	<b>18 434</b>	<b>18 774</b>	<b>25 705</b>	<b>1 003</b>	<b>1 030</b>	<b>1 494</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	<b>(1 015)</b>	<b>(519)</b>	<b>2 721</b>	<b>3 362</b>	<b>2 145</b>	<b>2 119</b>	<b>255</b>	<b>388</b>	<b>310</b>
<b>Impôts sur le bénéfice (note 3)</b>									
Exigibles	(491)	(77)	(219)	674	476	296	68	97	76
Futurs	137	262	881	(66)	83	229	-	4	5
<b>Total de la charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>(354)</b>	<b>185</b>	<b>662</b>	<b>608</b>	<b>559</b>	<b>525</b>	<b>68</b>	<b>101</b>	<b>81</b>
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>(661)</b>	<b>(704)</b>	<b>2 059</b>	<b>2 754</b>	<b>1 586</b>	<b>1 594</b>	<b>187</b>	<b>287</b>	<b>229</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>402</b>	<b>224</b>	<b>2 519</b>	<b>1 574</b>	<b>1 686</b>	<b>1 666</b>	<b>203</b>	<b>383</b>	<b>250</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)</b>	<b>896</b>	<b>3 135</b>	<b>4 974</b>	<b>190</b>	<b>340</b>	<b>572</b>	<b>26</b>	<b>52</b>	<b>26</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>									
Coût	45 850	45 171	42 142	6 166	7 596	7 460	872	857	798
Amortissement cumulé et épuisement	(12 312)	(11 016)	(10 103)	(4 037)	(4 584)	(4 459)	(629)	(616)	(601)
<b>Immobilisations corporelles, montant net (c)</b>	<b>33 538</b>	<b>34 155</b>	<b>32 039</b>	<b>2 129</b>	<b>3 012</b>	<b>3 001</b>	<b>243</b>	<b>241</b>	<b>197</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>36 840</b>	<b>36 971</b>	<b>34 421</b>	<b>3 958</b>	<b>5 574</b>	<b>5 823</b>	<b>346</b>	<b>394</b>	<b>372</b>

en millions de dollars canadiens	Comptes non sectoriels et autres			Éliminations			Chiffres consolidés		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
<b>Revenus et autres produits</b>									
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	-	-	25 049	26 756	36 231
Ventes intersectorielles	-	-	-	(3 434)	(3 739)	(5 827)	-	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	14	6	3	-	-	-	2 305	132	735
	<b>14</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>(3 434)</b>	<b>(3 739)</b>	<b>(5 827)</b>	<b>27 354</b>	<b>26 888</b>	<b>36 966</b>
<b>Dépenses</b>									
Exploration (note 15)	-	-	-	-	-	-	94	73	67
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	-	(3 429)	(3 735)	(5 821)	15 120	15 284	22 479
Production et fabrication	-	-	-	-	-	-	5 224	5 434	5 662
Frais de vente et frais généraux	84	50	121	(5)	(4)	(6)	1 129	1 117	1 075
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	-	-	1 650	1 568	1 562
Dépréciation et épuisement	16	13	11	-	-	-	1 628	1 450	1 096
Coûts de financement (note 12)	72	34	-	-	-	-	65	39	4
<b>Total des dépenses</b>	<b>172</b>	<b>97</b>	<b>132</b>	<b>(3 434)</b>	<b>(3 739)</b>	<b>(5 827)</b>	<b>24 910</b>	<b>24 965</b>	<b>31 945</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	<b>(158)</b>	<b>(91)</b>	<b>(129)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 444</b>	<b>1 923</b>	<b>5 021</b>
<b>Impôts sur le bénéfice (note 3)</b>									
Exigibles	(51)	(45)	(47)	-	-	-	200	451	106
Futurs	8	1	15	-	-	-	79	350	1 130
<b>Total de la charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>(43)</b>	<b>(44)</b>	<b>(32)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>279</b>	<b>801</b>	<b>1 236</b>
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>(115)</b>	<b>(47)</b>	<b>(97)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 165</b>	<b>1 122</b>	<b>3 785</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>(143)</b>	<b>(124)</b>	<b>(30)</b>	<b>(21)</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>2 015</b>	<b>2 167</b>	<b>4 405</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)</b>	<b>49</b>	<b>68</b>	<b>82</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 161</b>	<b>3 595</b>	<b>5 654</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>									
Coût	627	579	511	-	-	-	53 515	54 203	50 911
Amortissement cumulé et épuisement	(204)	(188)	(174)	-	-	-	(17 182)	(16 404)	(15 337)
<b>Immobilisations corporelles, montant net (c)</b>	<b>423</b>	<b>391</b>	<b>337</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>36 333</b>	<b>37 799</b>	<b>35 574</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>894</b>	<b>579</b>	<b>565</b>	<b>(384)</b>	<b>(348)</b>	<b>(351)</b>	<b>41 654</b>	<b>43 170</b>	<b>40 830</b>

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 3 612 millions \$ (4 157 millions \$ en 2015, 5 940 millions \$ en 2014). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont.
- (b) 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.
- (c) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 2 705 millions \$ (3 719 millions \$ en 2015).

### 3. Impôts sur le bénéfice

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Charge d'impôts exigibles (a)	<b>200</b>	451	106
Passif d'impôts futurs (a) (b)	<b>79</b>	350	1 130
Total de la charge d'impôts sur les bénéficiaires (a) (c)	<b>279</b>	801	1 236
Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage)	<b>26,8</b>	27,2	25,5
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Cessions (d)	<b>(11,6)</b>	(0,4)	(0,1)
Variation du taux d'imposition en vigueur (a)	-	16,1	-
Autres	<b>(3,8)</b>	(1,2)	(0,8)
Taux d'imposition effectif	<b>11,4</b>	41,7	24,6

- (a) Le 30 juin 2015, le gouvernement d'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 2014 et 2016.
- (c) Les décaissements au titre des impôts sur les bénéficiaires, plus les crédits à l'investissement, ont totalisé 172 millions \$ (202 millions \$ en 2015 et 811 millions \$ en 2014).
- (d) 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 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	2016	2015	2014
Dépréciation et amortissement	<b>5 361</b>	4 677	3 777
Forages fructueux et achats de terrains	<b>891</b>	922	827
Prestations de retraite et avantages sociaux	<b>(457)</b>	(396)	(438)
Restauration des lieux	<b>(396)</b>	(406)	(304)
Intérêts capitalisés	<b>114</b>	104	82
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS (a)	<b>(240)</b>	-	-
Reports de perte fiscale	<b>(1 056)</b>	(610)	(30)
Autre (a)	<b>(212)</b>	(100)	(73)
Passif d'impôts futurs à long terme - Montant net	<b>4 005</b>	4 191	3 841
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS (a)	-	(112)	(201)
Autre (a)	-	(160)	(113)
Actif d'impôts exigibles futurs - Montant net	-	(272)	(314)
Passif d'impôts exigibles futurs - Montant net (a)	-	41	-

Passif d'impôts futurs - Montant net **4 005** 3 960 3 527

(a) Conformément à 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. Les périodes antérieures n'ont pas été recalculées (note 1).

## 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	2016	2015	2014
Solde au 1er janvier	132	151	151
Ajouts au titre de la position fiscale de l'exercice en cours	-	-	4
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	2	10	-
Réductions au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	(23)	(29)	(4)
Réductions en raison du dépassement du délai de prescription	(5)	-	-
Solde au 31 décembre	106	132	151

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 2016, 2015 et 2014 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de 2009 à 2016 de la compagnie sont sujettes à examen par les autorités fiscales. Les déclarations fiscales de 1994 à 1996, de 1998 et de 2000 à 2008 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 2017. L'incidence de ces questions sur les économies d'impôt non comptabilisées et sur le taux d'imposition effectif ne devrait pas être importante.

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

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

## 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	
	2016	2015	2016	2015
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre (en pourcentage)				
Taux actualisé	<b>3,75</b>	4,00	<b>3,75</b>	4,00
Augmentation de la rémunération à long terme	<b>4,50</b>	4,50	<b>4,50</b>	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	<b>8 147</b>	7 970	<b>642</b>	634
Coût des services rendus de l'exercice	<b>203</b>	211	<b>16</b>	15
Intérêts débiteurs	<b>319</b>	307	<b>27</b>	25
Pertes (gains) actuariels	<b>157</b>	114	<b>46</b>	(2)
Prestations versées (a)	<b>(470)</b>	(455)	<b>(25)</b>	(30)
Obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre	<b>8 356</b>	8 147	<b>706</b>	642
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	<b>7 681</b>	7 506		

Le taux d'actualisation retenu en fin d'exercice pour établir le passif au titre des avantages complémentaires à la retraite se fonde sur le rendement en fin d'exercice d'obligations de sociétés canadiennes à long terme de première qualité dont l'échéance (la durée) moyenne correspond à peu près à 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 2017 et dans les années subséquentes.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015
<b>Variation de l'actif des régimes</b>				
Juste valeur au 1er janvier	<b>7 260</b>	6 807		
Rendement (perte) réel de l'actif des régimes	<b>316</b>	592		
Cotisations de la compagnie	<b>163</b>	225		
Prestations versées (b)	<b>(380)</b>	(364)		
Juste valeur au 31 décembre	<b>7 359</b>	7 260		

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

Régimes capitalisés	<b>(444)</b>	(300)		
Régimes non capitalisés	<b>(553)</b>	(587)	<b>(706)</b>	(642)
Total (c)	<b>(997)</b>	(887)	<b>(706)</b>	(642)

(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	
	2016	2015	2016	2015
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Passif à court terme	(29)	(30)	(29)	(29)
Autres obligations à long terme	(968)	(857)	(677)	(613)
<b>Total comptabilisé</b>	<b>(997)</b>	<b>(887)</b>	<b>(706)</b>	<b>(642)</b>
Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constitués de ce qui suit :				
Pertes (gains) actuariels - Montant net	2 461	2 382	197	164
Coût des services passés	14	23	-	-
<b>Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts</b>	<b>2 475</b>	<b>2 405</b>	<b>197</b>	<b>164</b>

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 2016, 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 5,5 % et de 7,7 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans respectivement, terminées le 31 décembre 2016.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux actualisé	4,00	3,75	4,75	4,00	3,75	4,75
Rendement à long terme de l'actif des régimes	5,50	5,75	6,25	-	-	-
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	203	211	152	16	15	9
Intérêts débiteurs	319	307	322	27	25	26
Rendement prévu de l'actif des régimes	(400)	(392)	(369)	-	-	-
Amortissement du coût des services passés	9	16	23	-	-	-
Amortissement des pertes (gains) actuariels	162	198	166	13	14	7
<b>Coût net des prestations constituées de l'exercice</b>	<b>293</b>	<b>340</b>	<b>294</b>	<b>56</b>	<b>54</b>	<b>42</b>

#### Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

Pertes (gains) actuariels - Montant net	241	(86)	529	46	(2)	123
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(162)	(198)	(166)	(13)	(14)	(7)
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(9)	(16)	(23)	-	-	-
<b>Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>70</b>	<b>(300)</b>	<b>340</b>	<b>33</b>	<b>(16)</b>	<b>116</b>

Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et autres éléments du résultat étendu, avant impôts

	363	40	634	89	38	158
--	-----	----	-----	----	----	-----

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 44 millions \$ en 2016 (43 millions \$ en 2015, 40 millions \$ en 2014).

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		
	2016	2015	2014
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	<b>(103)</b>	316	(456)
(Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 17)	<b>34</b>	(85)	118
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	<b>(69)</b>	231	(338)

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 37 %. La répartition cible pour le volet titres de créance est de 58 %. 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 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	<b>433</b>				<b>433</b>
Internationales	<b>2 448</b>				<b>2 448</b>
Titres de créance canadiens					
Sociétés	<b>988</b>				<b>988</b>
Gouvernements	<b>3 218</b>				<b>3 218</b>
Adossés à des actifs	-				-
Partenariats de capital de risque	<b>241</b>				<b>241</b>
Trésorerie	<b>31</b>	<b>6</b>			<b>25</b>
<b>Total des actifs du régime à la juste</b>	<b>7 359</b>	<b>6</b>	-	-	<b>7 353</b>

(a) Conformément à l'ASU 2015-07, certains investissements mesurés à leur juste valeur en utilisant la valeur nette des actifs (VNA) par action n'ont pas été classés dans 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 donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2015, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2015 selon :

en millions de dollars canadiens	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Valeur nette des actifs (a)
<b>Catégorie d'actif</b>					
<b>Actions</b>					
Canadiennes	469				469
Internationales	2 267				2 267
<b>Titres de créance canadiens</b>					
Sociétés	984				984
Gouvernements	3 251				3 251
Adossés à des actifs	4				4
Partenariats de capital de risque	272				272
Trésorerie	13	13			
<b>Total des actifs du régime à la juste</b>	<b>7 260</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7 247</b>

(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	
	2016	2015
<b>Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations constituées est supérieure à l'actif du régime :</b>		
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	-	-
<b>Régimes non capitalisés couverts par les réserves comptables :</b>		
Obligation au titre des prestations projetées	<b>553</b>	587
Obligation au titre des prestations constituées	<b>525</b>	560

**Amortissement estimatif du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2017**

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	Avantages complémentaires de retraite
Pertes (gains) actuariels - Montant net (a)	<b>179</b>	<b>14</b>
Coût des services passés (b)	<b>11</b>	-

(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
2017	420	30
2018	425	31
2019	435	31
2020	440	32
2021	440	33
2022 - 2026	2 201	175

Pour l'exercice 2017, la compagnie compte cotiser environ 217 millions \$ en espèces à ses régimes de retraite.

## 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	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Taux de rendement de l'actif des régimes		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(70)	70
Taux actualisé :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(90)	110
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	(1 135)	1 455
Taux d'augmentation de la rémunération :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	50	(40)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	230	(195)

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	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Incidences sur le coût des services passés et les intérêts débiteurs	7	(5)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	85	(70)

## 5. Autres obligations à long terme

en millions de dollars canadiens	2016	2015
Avantages de retraite (a) (note 4)	1 645	1 470
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b)	1 544	1 628
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7)	139	134
Autres obligations	328	365
<b>Total des autres obligations à long terme</b>	<b>3 656</b>	<b>3 597</b>

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprenaient aussi 58 millions \$ à titre de passif à court terme (59 millions \$ en 2015).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 108 millions \$ comptabilisés à titre de passif à court terme (116 millions \$ en 2015).

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	2016	2015
Solde au 1er janvier	1 571	1 292
Ajouts (déductions)	(160)	250
Réductions suite à la vente de biens	-	(12)
Charge de désactualisation	97	84
Règlement	(36)	(43)
<b>Solde au 31 décembre</b>	<b>1 472</b>	<b>1 571</b>

## 6. Produits dérivés et instruments financiers

Au cours des trois derniers exercices, la compagnie n'a pas conclu de contrat de dérivés pour compenser les expositions associées aux prix des hydrocarbures, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs et des transactions existants. La compagnie ne s'est pas livrée à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a eu recours à des dérivés à caractéristiques de levier financier. La compagnie examine régulièrement sa position sur les produits dérivés et maintient un système de contrôle comprenant une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés.

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. 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'exercice de l'unité, 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 exercées, le reste étant exercé au septième anniversaire de la date d'attribution. La compagnie peut également émettre des unités dont 50 % peuvent être exercées au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste peut être exercé au dixième anniversaire de la date d'attribution, ou émettre des unités dont 50 % peuvent être exercées au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste peut être exercé 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 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 exercées au septième anniversaire de la date d'attribution. Pour les unités pouvant être exercées à 50 % au cinquième anniversaire de la date d'attribution, et les unités restantes pouvant être exercées 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 exercées.

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 2016 :

	Unités d'actions restreintes	Unités d'actions à dividende différé
En cours au 1er janvier 2016	<b>7 504 493</b>	<b>121 369</b>
Attribuées	<b>815 870</b>	<b>14 808</b>
Exercées	<b>(1 623 337)</b>	-
Confisquées et annulées	<b>(34 900)</b>	-
En cours au 31 décembre 2016	<b>6 662 126</b>	<b>136 177</b>

En 2016, la charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes s'est chiffrée à 59 millions \$ (35 millions \$ en 2015, 90 millions \$ en 2014). L'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour l'exercice s'est chiffrée à 24 millions \$ (13 millions \$ en 2015, 31 millions \$ en 2014). Des paiements au comptant de 79 millions \$ au titre de ces régimes ont été versés en 2016 (78 millions \$ en 2015, 94 millions \$ en 2014).

Au 31 décembre 2016, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 123 millions \$, 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 3,5 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2016.

## 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	2016	2015	2014
Produits de la vente d'actifs	<b>3 021</b>	142	851
Valeur comptable des actifs vendus	<b>777</b>	45	155
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a) (b)	<b>2 244</b>	97	696
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a) (b)	<b>1 908</b>	79	526

- (a) L'année 2016 comprenait un gain de 2,0 milliards \$ (1,7 milliard \$ après impôts) découlant de la vente de stations-service Esso détenues par la compagnie, ainsi qu'un gain de 161 millions \$ (134 millions \$ après impôts) découlant de la vente des activités d'aviation générale de l'Impériale.
- (b) L'exercice 2014 comprend des gains de 638 millions \$ (478 millions \$ après impôts) sur la vente d'actifs de production classiques situés à Boundary Lake, Cynthia/West Pembina et Rocky Mountain House.

Le 20 décembre 2016, la compagnie a conclu un accord ayant pour finalité la vente et la transition de la zone de raffinage de Port Credit. La vente, subordonnée à des ajustements de clôture définitive et d'autres conditions de clôture, devrait s'achever au cours du premier semestre 2017.

## 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. Au cours de l'année 2016, des obligations d'achat inconditionnel qui existaient lors des exercices antérieurs ne répondaient plus aux conditions pour être classées comme obligations d'achat inconditionnel et ont été classées comme « Autres contrats d'achat à long terme » sous les « Engagements » de la Section financière en page 15. Le total des paiements au titre des obligations d'achat inconditionnel s'élevait à 125 millions \$ en 2015 et 112 millions \$ en 2014.

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

## 10. Actions ordinaires

milliers d'actions	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2015
Autorisées	1 100 000	1 100 000

De 1995 à 2016, la compagnie a racheté des actions dans le cours normal de ses activités, en vertu de vingt-et-un programmes de rachat d'actions d'une durée de 12 mois et d'une offre d'achat par adjudication. Les achats cumulatifs effectués dans le cadre de ces programmes totalisaient 906 545 milliers d'actions et 15 708 millions \$. ExxonMobil a pris part à ces programmes de manière à maintenir sa participation dans l'Impériale à environ 69,6 %. Un autre programme de rachat d'actions d'une durée de 12 mois a été annoncé dans le cours normal des activités le 22 juin 2016, permettant à la compagnie de racheter un maximum de 1 million d'actions.

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

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

	Milliers d'actions	Millions de dollars
Solde au 1er janvier 2014	847 599	1 566
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	2	-
Achats à la valeur attribuée	(2)	-
Solde au 31 décembre 2014	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
<b>Actions émises en vertu du régime d'options sur actions</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
<b>Achats à la valeur attribuée</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
<b>Solde au 31 décembre 2016</b>	<b>847 599</b>	<b>1 566</b>

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

	2016	2015	2014
<b>Bénéfice (perte) net par action ordinaire - Résultat de base</b>			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	2 165	1 122	3 785
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,6	847,6
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,55	1,32	4,47
<b>Bénéfice (perte) net par action ordinaire - Résultat dilué</b>			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	2 165	1 122	3 785
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,6	847,6
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	2,9	3,0	3,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	850,5	850,6	850,6
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,55	1,32	4,45

## 11. Informations financières diverses

En 2016, le bénéfice net comprenait un gain après impôts de 5 millions \$ (perte de 39 millions \$ en 2015, et gain de 29 millions \$ en 2014) 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 2016 dépassait la valeur comptable DEPS d'environ 1 milliard \$ (427 millions \$ en 2015). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

en millions de dollars canadiens	2016	2015
Pétrole brut	558	690
Produits pétroliers	300	443
Produits chimiques	51	51
Gaz naturel et autres produits	40	6
Total des stocks de pétrole brut et de produits	949	1 190

En 2016, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 152 millions \$ (149 millions \$ en 2015, 128 millions \$ en 2014). 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 396 millions \$ au 31 décembre 2016 (378 millions \$ en 2015).

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

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Intérêts sur la dette	121	102	82
Intérêts capitalisés	(49)	(68)	(82)
Intérêts débiteurs - montant net	72	34	-
Autres intérêts	(7)	5	4
Total des coûts de financement (a)	65	39	4

(a) En 2016, les paiements d'intérêts se sont élevés à 73 millions \$ (74 millions \$ en 2015, 82 millions \$ en 2014). En 2016, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 0,8 % (0,8 % en 2015 et 1,1 % en 2014). En 2016, le taux d'intérêt effectif moyen sur les emprunts à long terme avec ExxonMobil s'est établi à 1,0 % (1,0 % en 2015 et 1,2 % en 2014).

Au 31 décembre 2016, la compagnie avait emprunté 75 millions \$ 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 \$. 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 octobre 2016, la compagnie a diminué sa marge de crédit ferme à long terme non utilisée, faisant passer son montant de 500 millions \$ à 250 millions \$, 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 \$ à 250 millions \$, et a repoussé la date d'échéance à décembre 2017.

## 13. Immobilisations louées

Au 31 décembre 2016, 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 275 millions \$, comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars canadiens	Paiements exigibles par exercice						Après 2021	Total
	2017	2018	2019	2020	2021	2021		
Paiements de loyers en vertu d'engagements minimaux (a)	139	84	45	2	2	3	275	

(a) En 2016, les charges locatives découlant des contrats de location-exploitation résiliables et non résiliables se sont élevées à 253 millions \$ (311 millions \$ en 2015, 315 millions \$ en 2014). Les revenus locatifs connexes n'étaient pas significatifs.

## 14. Dette à long terme

	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2015
en millions de dollars canadiens		
Dette à long terme (a)	4 447	5 952
Contrats de location-acquisition (b)	585	612
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>5 032</b>	<b>6 564</b>

- (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 à la compagnie par ExxonMobil jusqu'à concurrence de 7,75 milliards \$ 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 6,9 % en 2016 (5,8 % en 2015). Les obligations locatives capitalisées comprennent aussi 27 millions \$ comptabilisés à titre de passif à court terme (28 millions \$ en 2015). Les paiements en capital sur les contrats de location-acquisition s'élèvent à environ 25 millions \$ par an et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2016.

Au cours de l'année 2016, la compagnie a diminué sa dette à long terme de 1 505 millions \$ en remboursant partiellement une marge de crédit existante auprès d'une société affiliée à ExxonMobil.

## 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 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	2016	2015	2014
Solde au 1er janvier	167	167	173
Ajouts en attendant l'établissement de réserves prouvées	-	-	5
Passés en dépenses	(24)	-	-
Reclassement en puits, installations et équipement reposant sur l'établissement de réserves prouvées	-	-	(11)
Solde au 31 décembre	143	167	167

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

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Coûts capitalisés pendant un an ou moins	-	-	-
Coûts capitalisés pendant un an à dix ans	143	167	167
Coûts capitalisés pendant plus d'un an	143	167	167
Total	143	167	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 numérique du nombre de projets présentant des coûts des puits d'exploration suspendus pour lesquels le premier puits capitalisé a été foré au cours des 12 mois précédents et ceux pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois.

	2016	2015	2014
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	1
Total	1	1	1

Les activités d'exploration pour le projet Horn River comportant des coûts de puits suspendus ont été complétées et la compagnie continue à évaluer des alternatives de développement pour faire le lien avec l'infrastructure prévue.

## 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) Services de gestion, commerciaux et techniques à Syncrude Canada Ltée par ExxonMobil,
- d) Offre d'une option de participation à parts égales dans de nouvelles occasions d'affaires pour le secteur Amont.

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 2016, avec ExxonMobil, s'élevaient à 2 187 millions \$ et 2 315 millions \$ respectivement.

Au 31 décembre 2016, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 4 447 millions \$ (5 952 millions \$ en 2015) et des emprunts à court terme de 75 millions \$ (75 millions \$ en 2015) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 14, Dette à long terme, page 51 et la note 12, Coûts de financement et autres renseignements sur les billets et emprunts, page 50).

L'Impériale a d'autres opérations entre apparentés non détaillées 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	2016	2015	2014
Solde au 1er janvier	(1 828)	(2 059)	(1 721)
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :			
Variation au cours de la période, excluant les montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	(210)	64	(483)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	141	167	145
Solde au 31 décembre	(1 897)	(1 828)	(2 059)

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

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
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)	(184)	(228)	(196)

(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	2016	2015	2014
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)	(77)	24	(169)
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	43	61	51
Total	(34)	85	(118)

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

L'information figurant aux pages 55 à 56 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	2016	2015	2014
Ventes aux clients (a)	2 210	2 483	2 921
Ventes intersectorielles (a) (b)	1 791	1 855	3 862
	4 001	4 338	6 783
Frais de production	3 657	3 727	3 860
Frais d'exploration	94	73	67
Dépréciation et épuisement	1 275	1 102	789
Impôts	(366)	174	513
Résultats d'exploitation	(659)	(738)	1 554

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	2016	2015	2014
Coût des biens (c)			
Prouvés	1	-	-
Non prouvés	-	-	-
Coûts d'exploration	70	76	74
Coûts de mise en valeur	543	3 035	4 710
Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur	614	3 111	4 784

- (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

	2016	2015
Coût des biens (a)		
Prouvés	2 194	2 172
Non prouvés	2 466	2 542
Actifs de production	36 827	35 769
Construction inachevée	2 287	2 862
Coût total capitalisé	43 774	43 345
Amortissement cumulé et épuisement	(12 243)	(10 975)
Coûts nets capitalisés	31 531	32 370

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

## Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés

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

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

en millions de dollars canadiens	2016	2015	2014
Flux de trésorerie futurs	53 743	168 482	292 376
Coûts de production futurs	(36 100)	(122 188)	(127 070)
Coûts de mise en valeur futurs	(11 917)	(36 048)	(39 814)
Impôts sur les bénéfices futurs	(1 263)	(3 333)	(27 853)
Flux de trésorerie nets futurs	4 463	6 913	97 639
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(1 717)	(3 683)	(66 582)
Flux de trésorerie futurs actualisés	2 746	3 230	31 057

## 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	3 230	31 057	24 910
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production	(718)	(1 134)	(3 282)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production (a)	(1 468)	(37 945)	655
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	14	29	(374)
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	651	2 250	4 414
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	56	972	4 907
Accroissement de l'actualisation	417	1 683	1 634
Variation nette des impôts sur les bénéfices	564	6 318	(1 807)
Variation nette	(484)	(27 827)	6 147
Solde en fin d'exercice	2 746	3 230	31 057

(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. En raison des prix plus bas enregistrés en 2016, en vertu de la définition des réserves prouvées de la SEC, certains volumes de bitume considérés comme des réserves prouvées au cours des années antérieures ne pouvaient pas être considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'année 2016. Les flux de trésorerie nets futurs pour ces volumes sont exclus de la « mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés » de 2016. La quasi-totalité de cette réduction des flux de trésorerie nets futurs actualisés depuis le 31 décembre 2015 est prise en compte dans la ligne « Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production » du tableau ci-dessus.

## 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 2014	62	678	579	2 867	3 622
Révisions	1	9	(23)	466	445
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	(14)	(48)	-	-	(22)
Découvertes et extensions	3	45	-	-	10
Production	(6)	(57)	(22)	(59)	(96)
Fin de l'exercice 2014	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
<b>Révisions</b>	<b>3</b>	<b>(58)</b>	<b>8</b>	<b>(2 720)</b>	<b>(2 719)</b>
<b>Récupération améliorée</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>(Vente) achat de réserves en place</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Découvertes et extensions</b>	<b>2</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>
<b>Production</b>	<b>(4)</b>	<b>(45)</b>	<b>(25)</b>	<b>(94)</b>	<b>(130)</b>
<b>Fin de l'exercice 2016</b>	<b>35</b>	<b>495</b>	<b>564</b>	<b>701</b>	<b>1 382</b>

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

1er janvier 2014	55	368	579	1 417	2 113
31 décembre 2014	36	300	534	1 635	2 255
31 décembre 2015	23	283	581	3 063	3 714
<b>31 décembre 2016</b>	<b>19</b>	<b>263</b>	<b>564</b>	<b>436</b>	<b>1 063</b>

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

1er janvier 2014	7	310	-	1 450	1 509
31 décembre 2014	10	327	-	1 639	1 704
31 décembre 2015	11	300	-	452	513
<b>31 décembre 2016</b>	<b>16</b>	<b>232</b>	<b>-</b>	<b>265</b>	<b>319</b>

- (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 2014, 2015 et 2016. 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.

En 2014, les révisions à la hausse des réserves de bitume prouvées mises en valeur et non mises en valeur étaient principalement associées à la conclusion d'études techniques étayant un prolongement de la durée de vie utile attendue des actifs d'exploitation de Kearl dans le cadre d'opérations de maintenance de routine et de bonnes conditions liées au capital.

En 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.

En 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 raison des prix plus bas enregistrés en 2016, et en vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, certains volumes de bitume considérés comme des réserves prouvées au cours des années antérieures ne pouvaient pas être considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'année 2016. Les volumes n'étant plus considérés comme des réserves prouvées comprennent la totalité des 2,5 milliards de barils de bitume à Kearl et environ 0,2 milliard de barils de bitume à Cold Lake. Parmi les facteurs qui pourraient donner lieu au recomptage de ces volumes comme réserves prouvées à une date ultérieure figurent un redressement du niveau moyen des cours, une nouvelle baisse des coûts et/ou l'efficacité de l'exploitation. En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de l'Impériale. La compagnie ne s'attend pas à ce que la révision à la baisse des réserves prouvées déclarées en vertu des définitions de la Securities and Exchange Commission des États-Unis affecte les opérations de projets sous-jacents ou modifie ses perspectives pour les volumes de production.

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 révisé 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 révisé 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.

Aucun évaluateur ou auditeur indépendant qualifié de réserves n'a participé à la préparation des données sur les réserves de la compagnie.

## Résultats financiers trimestriels et opérations sur actions <sup>(a)</sup>

	2016				2015			
	trimestres clos les				trimestres clos les			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
<b>Données financières</b> (en millions de dollars canadiens)								
Total des produits et des autres revenus	8 442	7 442	6 248	5 222	6 229	7 155	7 301	6 203
Total des dépenses	6 779	6 260	6 500	5 371	6 100	6 518	6 705	5 642
Bénéfice (perte) avant impôts	1 663	1 182	(252)	(149)	129	637	596	561
Impôts	219	179	(71)	(48)	27	158	476	140
Bénéfice (perte) net	1 444	1 003	(181)	(101)	102	479	120	421
<b>Bénéfice (perte) net sectoriel</b> (en millions de dollars canadiens)								
Secteur Amont	103	(26)	(290)	(448)	(289)	(52)	(174)	(189)
Secteur Aval	1 361	1 002	71	320	352	454	215	565
Produits chimiques	27	56	55	49	74	78	69	66
Comptes non sectoriels et autres	(47)	(29)	(17)	(22)	(35)	(1)	10	(21)
Bénéfice (perte) net	1 444	1 003	(181)	(101)	102	479	120	421
<b>Informations par action</b> (en dollars canadiens)								
Bénéfice (perte) net par action - résultat de base	1,70	1,18	(0,21)	(0,12)	0,12	0,56	0,14	0,50
Bénéfice (perte) net par action - résultat dilué	1,70	1,18	(0,21)	(0,12)	0,12	0,56	0,14	0,50
Dividendes versés par action - annoncés	0,15	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13
<b>Cours de l'action</b> (en dollars canadiens) <sup>(b)</sup>								
Bourse de Toronto								
Haut	48,72	42,10	43,21	46,25	46,27	49,40	55,37	52,06
Bas	40,76	38,41	38,71	37,25	39,30	40,55	46,51	44,08
Clôture	46,71	41,04	40,88	43,39	45,08	42,28	48,25	50,55
Bourse de New York (en dollars américains) <sup>(b)</sup>								
Haut	36,85	32,42	34,11	35,48	35,40	38,88	45,60	43,35
Bas	31,07	29,26	29,54	25,55	28,66	30,35	37,94	35,69
Clôture	34,76	31,32	31,56	33,40	32,52	31,61	38,62	39,88
<b>Actions négociées</b> (en milliers) <sup>(c)</sup>								
	70 560	67 098	101 121	112 059	100 077	104 678	88 186	95 600

(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 MKT LLC. L'Impériale détient des privilèges sur le marché hors cote NYSE MKT 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**