

VI. Annexes

Annexe A - Section financière

Table des matières

Sommaire financier (selon les PCGR des États-Unis)	A2
Termes d'usage courant	A3
Rapport de gestion	A5
Généralités	A5
Contexte commercial et évaluation des risques	A5
Résultats d'exploitation	A9
Consolidés	A9
Situation de trésorerie et sources de financement	A14
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	A18
Risques de marché et autres incertitudes	A19
Estimations comptables cruciales	A20
Rapport de la direction sur le contrôle interne de l'information financière	A24
Rapport de l'auditeur indépendant	A25
État consolidé des résultats (selon les PCGR des États-Unis)	A26
État consolidé du résultat étendu (selon les PCGR des États-Unis)	A27
Bilan consolidé (selon les PCGR des États-Unis)	A28
État consolidé des capitaux propres (selon les PCGR des États-Unis)	A29
État consolidé des flux de trésorerie (selon les PCGR des États-Unis)	A30
Notes afférentes aux états financiers consolidés	A31
1. Principales méthodes comptables	A31
2. Secteurs d'activité	A34
3. Impôts sur les bénéficiaires	A37
4. Avantages de retraite	A38
5. Autres obligations à long terme	A45
6. Dérivés et instruments financiers	A45
7. Régimes d'intéressement à base d'actions	A46
8. Revenus de placement et d'autres sources	A48
9. Litiges et autres éventualités	A48
10. Actions ordinaires	A49
11. Informations financières diverses	A50
12. Coûts de financement	A50
13. Immobilisations louées	A51
14. Dette à long terme	A51
15. Comptabilisation des coûts des puits d'exploration suspendus	A52
16. Opérations avec les apparentés	A53
17. Événement postérieur	A54
Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz	A55
Données financières et sur la négociation d'actions par trimestre	A60

Sommaire financier (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars	2012	2011	2010	2009	2008
Produits d'exploitation	31 053	30 474	24 946	21 292	31 240
Bénéfice net par secteur :					
Secteur amont	1 888	2 457	1 764	1 324	2 923
Secteur aval	1 772	884	442	278	796
Produits chimiques	165	122	69	46	100
Comptes non sectoriels et autres	(59)	(92)	(65)	(69)	59
Bénéfice net	3 766	3 371	2 210	1 579	3 878
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	482	1 202	267	513	1 974
Total de l'actif à la fin de l'exercice	29 364	25 429	20 580	17 473	17 035
Dette à long terme à la fin de l'exercice	1 175	843	527	31	34
Total de la dette à la fin de l'exercice	1 647	1 207	756	140	143
Autres obligations à long terme à la fin de l'exercice	3 983	3 876	2 753	2 839	2 254
Capitaux propres à la fin de l'exercice	16 377	13 321	11 177	9 439	9 065
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 680	4 489	3 207	1 591	4 263
Données par action (en dollars)					
Bénéfice net – résultat de base	4,44	3,98	2,61	1,86	4,39
Bénéfice net – résultat dilué	4,42	3,95	2,59	1,84	4,36
Dividendes	0,48	0,44	0,43	0,40	0,38

Termes d'usage courant

Les définitions de plusieurs mesures clés du rendement commercial et financier de l'Impériale figurent ci-après. Ces définitions sont fournies pour faciliter la compréhension des termes et la façon de calculer ces mesures.

Capital utilisé

Le capital utilisé est une mesure de l'investissement net. Quand on examine la façon dont il est utilisé par l'entreprise, le capital comprend les immobilisations corporelles et les autres actifs de la compagnie, déduction faite du passif, excluant la dette à court terme et à long terme. Quand on examine les sources du capital utilisé dans son ensemble par la compagnie, il comprend le total de la dette et des capitaux propres. Dans les deux cas, il comprend la quote-part de la compagnie des montants visant des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions, ce qui, selon la compagnie, devrait être inclus pour fournir une mesure plus exhaustive du capital utilisé.

en millions de dollars	2012	2011	2010
Utilisation par l'entreprise : du point de vue de l'actif et du passif			
Total de l'actif	29 364	25 429	20 580
Déduire : passif à court terme, excluant les billets et emprunts	(5 433)	(5 585)	(4 348)
passif à long terme, excluant la dette à long terme	(5 907)	(5 316)	(4 299)
Ajouter : quote-part de l'Impériale dans la dette des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	24	28	33
Total du capital utilisé	18 048	14 556	11 966
Sources du capital utilisé par la compagnie : du point de vue de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	472	364	229
Dette à long terme	1 175	843	527
Capitaux propres	16 377	13 321	11 177
Ajouter : quote-part de l'Impériale dans la dette des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	24	28	33
Total du capital utilisé	18 048	14 556	11 966

Rendement du capital moyen utilisé (RCMU)

Le RCMU est un coefficient de rendement financier. Pour chaque secteur, le RCMU correspond au bénéfice net annuel du secteur divisé par le capital moyen utilisé par celui-ci (une moyenne des montants du début et de la fin de l'exercice). Les bénéfices nets sectoriels comprennent la part revenant à l'Impériale du bénéfice net sectoriel des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions, suivant la définition du capital utilisé, et excluent le coût du financement. Le RCMU de la compagnie correspond au bénéfice net, exclusion faite des coûts de financement après impôts, divisé par le total du capital moyen utilisé. La compagnie emploie cette définition du RCMU depuis des années et considère que c'est la meilleure mesure de la productivité passée dans un secteur d'activité à haute intensité de capital à long terme pour évaluer à la fois la performance de la direction et montrer aux actionnaires que les capitaux ont été utilisés de façon judicieuse à long terme. Des mesures supplémentaires, qui ont tendance à se fonder davantage sur les flux de trésorerie, servent à prendre des décisions pour faire des investissements.

en millions de dollars	2012	2011	2010
Bénéfice net	3 766	3 371	2 210
Coûts de financement (après impôts), incluant la quote-part de l'Impériale dans les comptes des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	1	1	2
Bénéfice net, excluant les coûts de financement	3 767	3 372	2 212
Capital moyen utilisé	16 302	13 261	10 791
Rendement du capital moyen utilisé (en pourcentage) – total de la compagnie	23,1	25,4	20,5

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et à la vente d'actifs

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et à la vente d'actifs correspondent à la somme de la trésorerie nette provenant des activités d'exploitation et du produit de la vente d'actifs, présentée dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Ces flux de trésorerie reflètent le total des sources de fonds provenant à la fois de l'exploitation de l'actif de la compagnie et du dessaisissement d'actifs. La compagnie a recours depuis longtemps à un rigoureux processus d'examen régulier pour s'assurer que tous les actifs contribuent à ses objectifs stratégiques. La compagnie se dessaisit d'un bien quand il ne répond plus à ces objectifs ou que sa valeur est nettement supérieure pour un tiers. Comme elle procède régulièrement à cet exercice, la compagnie estime qu'il est utile aux investisseurs d'examiner le produit tiré des ventes en parallèle avec les flux provenant des activités d'exploitation lorsqu'ils évaluent les fonds dont elle dispose pour investir dans l'entreprise et pour financer les activités, y compris les distributions aux actionnaires.

en millions de dollars	2012	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 680	4 489	3 207
Produit de la vente d'actifs	226	314	144
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et à la vente d'actifs	4 906	4 803	3 351

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sont les coûts encourus pendant la période pour produire, fabriquer et préparer les produits de la compagnie pour la vente, y compris les coûts de consommation d'énergie, de personnel et d'entretien. Ces coûts excluent les coûts des matériaux bruts, les taxes et les coûts de financement, et correspondent aux dépenses avant impôts. Bien que la compagnie soit responsable de tous les éléments de revenus et de dépenses du bénéfice net, les coûts d'exploitation, tels que définis ci-dessous, représentent les dépenses qui tombent le plus directement sous le contrôle de la compagnie. Par conséquent, l'information relative à ces coûts est utile dans l'évaluation du rendement de la compagnie.

Rapprochement des coûts d'exploitation

en millions de dollars	2012	2011	2010
À partir de l'état consolidé des résultats de l'Impériale			
Total des dépenses	26 195	26 308	22 138
Moins :			
Achats de pétrole brut et de produits	18 476	18 847	14 811
Taxe d'accise fédérale	1 338	1 320	1 316
Coûts de financement	(1)	3	7
Sous-total	19 813	20 170	16 134
Quote-part de l'Impériale dans les coûts des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	34	39	39
Total des coûts d'exploitation	6 416	6 177	6 043

Éléments des coûts d'exploitation

en millions de dollars	2012	2011	2010
À partir de l'état consolidé des résultats de l'Impériale			
Production et fabrication	4 457	4 114	3 996
Frais de vente et frais généraux	1 081	1 168	1 070
Amortissement et épuisement	761	764	747
Exploration	83	92	191
Sous-total	6 382	6 138	6 004
Quote-part de l'Impériale dans les coûts des sociétés dans lesquelles elle détient une participation en actions	34	39	39
Total des coûts d'exploitation	6 416	6 177	6 043

Rapport de gestion

Généralités

Le présent rapport de gestion, ainsi que les états financiers consolidés ci-joints et les notes y afférentes, sont la responsabilité de la direction de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée.

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 visent directement à faciliter le transport sous-jacent de marchandises.

Grâce aux ressources naturelles dont elle dispose, à sa santé financière, à la rigueur de sa politique d'investissement et à l'éventail de ses technologies, l'Impériale est bien placée pour participer à des investissements d'envergure visant à mettre en valeur de nouvelles réserves énergétiques au Canada. Bien que le prix des marchandises soit instable à court terme du fait du jeu de l'offre et de la demande, les décisions de l'Impériale en matière d'investissement sont fondées sur des perspectives commerciales à long terme, et reposent sur une méthode rigoureuse de sélection et d'exploitation des possibilités d'investissement les plus intéressantes. Le plan d'entreprise est un processus de gestion annuel fondamental qui sert à l'établissement des objectifs d'exploitation et d'investissement à court terme, et à l'élaboration des hypothèses économiques à long terme servant à évaluer les investissements. Les possibilités d'investissement sont testées au moyen d'un large éventail de scénarios économiques en vue d'évaluer la viabilité de chaque possibilité. Une fois les investissements 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 le présent rapport, n'a pas nécessairement le même sens que celui donné dans la règle 13q-1 de la SEC (Securities Exchange Commission) ayant trait à la déclaration des paiements au gouvernement. À titre d'exemple, la notion d'un seul projet aux fins de la règle peut englober de nombreuses propriétés, des ententes, des investissements, des développements, des phases, des travaux, des activités et des composantes, qui peuvent tous être désignés de façon non officielle sous le nom de « projet ».

Contexte commercial et évaluation des risques

Perspectives à long terme

Selon les prévisions, d'ici à 2040, la population mondiale croîtra à près de 8,7 milliards d'habitants, soit environ 1,9 milliard de plus qu'en 2010. Parallèlement à cette augmentation de la population, la compagnie prévoit une croissance de l'économie mondiale de près de 3 % par an en moyenne. L'augmentation de la prospérité au sein d'une population mondiale croissante coïncidera avec une augmentation de la demande en énergie primaire d'environ 35 % en 2040, par rapport à 2010. Cette augmentation de la demande viendrait surtout des pays émergents et en voie de développement (c'est-à-dire les pays qui ne sont pas membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques).

À mesure que le progrès économique touchant des milliards de personnes suscite une plus forte demande, l'utilisation croissante de carburants, technologies et pratiques à haute efficacité énergétique et à faibles émissions contribuera à la diminution substantielle de la consommation d'énergie et des émissions par unité de production économique au fil du temps. Les gains en efficacité résulteront des améliorations escomptées dans les secteurs du transport et de la production d'électricité, grâce à des technologies évoluées et à de nombreuses autres améliorations dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.

De 2010 à 2040, l'énergie nécessaire au transport – automobiles, camions, navires, trains et avions – devrait augmenter d'environ 40 %. La croissance de la demande mondiale dans le domaine du transport représentera probablement environ 70 % de la croissance de la demande en carburants liquides au cours de cette période. Les carburants liquides fournissant une grande quantité d'énergie à faibles volumes, ce qui les rend faciles à transporter et largement disponibles, la majorité des parcs de transport du monde continueront à en dépendre.

Rapport de gestion (suite)

D'ici à 2040, on prévoit que la demande mondiale en électricité, moussée par la croissance de la demande dans les pays en voie de développement, augmentera d'environ 85 %. 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 en électricité nécessitera un large éventail de sources d'énergie. La demande en gaz naturel connaîtra sans doute la plus forte croissance et deviendra d'ici à 2040 la principale source d'électricité produite, traduisant l'efficacité des centrales alimentées au gaz.

Aujourd'hui, le charbon détient la part la plus importante du secteur de l'énergie, mais cette part sera vraisemblablement beaucoup plus faible en 2040 du fait de l'adoption graduelle de politiques visant à en réduire l'impact environnemental relativement à la qualité de l'air et aux émissions des gaz à effet de serre. L'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, dont l'éolienne en premier lieu, connaîtront une croissance importante au cours de cette période.

Les carburants liquides étant largement disponibles, abordables et faciles à transporter, ils représentent actuellement la plus grande part de l'approvisionnement en énergie pour répondre aux besoins des consommateurs. D'ici à 2040, la demande mondiale en carburants liquides atteindra environ 113 millions de barils d'équivalent pétrole, une augmentation d'environ 30 % par rapport à 2010. La demande globale en carburants liquides sera satisfaite par une grande variété de sources d'énergie. La production de pétrole brut classique et de condensats demeurera à peu près stable jusqu'en 2040. Cependant, on anticipe une croissance de diverses sources d'énergie, notamment les ressources en eaux profondes, les sables pétrolifères, le pétrole en milieu peu perméable, les liquides de gaz naturel et les biocarburants. Grâce aux avancées technologiques qui continuent à élargir l'offre d'options d'approvisionnement économiques, les ressources mondiales sont suffisantes pour combler la demande projetée jusqu'en 2040. Toutefois, l'accès aux ressources et des investissements en temps opportun seront essentiels à la satisfaction des besoins mondiaux par un approvisionnement fiable et abordable.

Le gaz naturel étant un carburant polyvalent se prêtant à un large éventail d'applications, il deviendra la principale source de carburant et devrait connaître la plus forte croissance d'ici à 2040. De 2010 à 2040, la demande mondiale pour le gaz naturel devrait augmenter d'environ 65 %. L'augmentation de la demande dans les principales régions du monde nécessitera de nouvelles sources d'approvisionnement. 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 considérée comme étant économiquement viable autrefois, contribuera à combler ces besoins. On prévoit que d'ici à 2040, le gaz non classique représentera environ un tiers de l'approvisionnement mondial en gaz, en hausse par rapport à moins de 15 % en 2010. La demande croissante en gaz naturel stimulera également une forte croissance du marché mondial des liquides de gaz naturel (LGN) qui, selon les prévisions, atteindra environ 15 % de la demande globale de gaz d'ici à 2040.

Le bouquet énergétique mondial est très varié et le restera jusqu'en 2040. Le pétrole constituant près du tiers de ce bouquet en 2040, il demeurera la source d'énergie la plus importante. Actuellement, le charbon est la deuxième source d'énergie en importance, mais il risque de céder sa place au gaz naturel d'ici à environ 2025. La part du gaz naturel dépassera 25 % d'ici à 2040, tandis que celle du charbon tombera à moins de 20 %. On s'attend à une croissance considérable de l'énergie nucléaire, à un rythme toutefois plus modéré à la suite de l'accident de Fukushima au Japon qui a suivi le tremblement de terre et le tsunami de mars 2011. L'énergie renouvelable dans son ensemble atteindra 15 % du total d'ici à 2040, la part combinée de la biomasse, de l'énergie hydraulique et de l'énergie géothermique représentant environ 11 %. De 2010 à 2040, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants progressera de près de 450 %, atteignant une part combinée de 3 à 4 % de l'énergie mondiale.

La compagnie prévoit que les ressources mondiales en pétrole et en gaz augmenteront non seulement en raison de nouvelles découvertes, mais aussi grâce à l'augmentation des réserves dans des gisements déjà découverts. La technologie entraînera ces augmentations. Les coûts de mise en valeur et d'extraction de ces ressources seront substantiels. Selon l'Agence internationale de l'énergie, l'investissement requis pour satisfaire la totalité des besoins énergétiques mondiaux en pétrole et en gaz de 2012 à 2035 s'élèvera à près de 19 billions de dollars (selon le dollar de 2011), ou près de 800 G\$ par an en moyenne.

Rapport de gestion (suite)

Les accords internationaux et les réglementations provinciales et nationales relatives à la réduction des émissions de gaz à effet de serre évoluent à un rythme tout aussi incertain que les résultats qui en ressortent, ce qui rend la prédiction de leur impact commercial plus difficile. Les estimations de l'Impériale des coûts potentiels découlant des éventuelles politiques publiques relativement aux émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie cadrent avec les estimations figurant dans les perspectives énergétiques à long terme d'ExxonMobil qui servent à évaluer le contexte commercial et les investissements de l'Impériale.

L'information fournie dans ces perspectives commerciales à long terme comprend des estimations et des prévisions internes qui reposent sur des données et analyses de source interne 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 à la vente sur les marchés nord-américains. Les cours du pétrole brut et du gaz naturel sont déterminés par les marchés mondial et nord-américain et sont soumis au jeu de l'offre et de la demande. Ces cours peuvent être influencés par une myriade de facteurs, dont la conjoncture économique, les événements politiques sur la scène internationale et les conditions météorologiques. Les prix de la majeure partie du pétrole brut de la compagnie sont établis en fonction des marchés du West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. En 2012, le prix moyen du pétrole brut WTI et le prix réalisé par la compagnie sur le pétrole liquide provenant de l'Ouest canadien sont restés nettement inférieurs au prix du pétrole brut de référence Brent, utilisé couramment pour les marchés pétroliers de la côte atlantique, en raison du déséquilibre entre l'offre et la demande sur les marchés du centre du continent 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 à rechercher et à saisir les meilleures opportunités ainsi qu'à maximiser la rentabilité de la production existante et la valeur des ressources à la faveur de technologies à impact élevé. Elles reposent sur la quête incessante de l'excellence opérationnelle, l'utilisation de techniques innovatrices, le perfectionnement des employés et l'investissement dans les collectivités dans lesquelles œuvre la compagnie.

L'approche de développement éprouvée de l'Impériale a soutenu la poursuite de ses investissements dans plusieurs projets de croissance clés, malgré l'environnement économique incertain qui a suivi la crise financière mondiale de 2008. La compagnie continue de mettre en œuvre sa stratégie de croissance de dix ans selon laquelle des investissements d'environ 40 G\$ seront consacrés à l'atteinte de son objectif visant à doubler la production du secteur amont d'ici la fin de la décennie. Les dépenses et les volumes de production réels pourraient varier en fonction des progrès réalisés dans différents projets. Pour appuyer la croissance à long terme de la production provenant des sables pétrolifères, la compagnie a déjà acquis, ou est en voie d'établir, divers types de centres de logistique.

L'Impériale dispose d'un large éventail de ressources de pétrole et de gaz au Canada, mises en valeur ou non, ce qui contribue à atténuer les risques de dépendance à l'égard de sources d'approvisionnement pouvant être limitées dans le secteur amont. L'exploitation du pétrole classique des régions productrices développées étant presque arrivée à maturité, la production de l'Impériale devra de plus en plus provenir de sources non classiques et éloignées comme les sables pétrolifères et le gaz naturel non classique ainsi que du Grand Nord canadien, où l'Impériale dispose d'importantes ressources non encore mises en valeur.

Événement postérieur

Le 26 février 2013, ExxonMobil Canada a acquis 100 % de la société Celtic Exploration Ltd. (« Celtic »). Immédiatement après cette acquisition, l'Impériale a racheté à ExxonMobil Canada une participation de 50 % dans Celtic pour la somme de 1,6 G\$, laquelle a été financée par des emprunts auprès d'apparentés et de tiers.

L'Impériale a acquis une participation de 50 % dans 545 000 acres nettes de la formation de schiste Montney, riche en liquides, dans 104 000 acres nettes de la formation de schiste Duvernay et dans d'autres superficies situées dans d'autres régions de l'Alberta, au Canada. La production nette courante de ces biens fonciers est d'environ 70 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et de près de 3 900 barils par jour de pétrole brut, de condensat et de liquides de gaz naturel. Ces ressources, alliées à l'expertise technique et à la

Rapport de gestion (suite)

solidité financière de l'Impériale et d'ExxonMobil, devraient permettre le développement d'autres sources d'approvisionnement en gaz naturel non classique et en ressources liquides.

L'acquisition devrait contribuer à l'accroissement de la production et des flux de trésorerie de l'Impériale. Toutefois, elle ne devrait pas avoir une incidence importante sur le résultat par action de l'Impériale à court terme. Pour plus de détails, voir la note 17 afférente aux états financiers intitulée *Événement postérieur*.

Secteur aval

Le contexte commercial du secteur aval dans son ensemble devrait demeurer très concurrentiel sur le marché mûr de l'Amérique du Nord. Le pétrole brut, la matière première de base dans l'exploitation d'une raffinerie, et ses nombreux produits raffinés, sont vendus à grande échelle à des prix publiés sur le marché international. Les prix de ces marchandises sont fonction des forces du marché et subissent l'effet de nombreux facteurs comme le jeu de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale, le niveau des stocks, l'activité de raffinage, l'équilibre entre les importations et les exportations, la logistique, les variations de change, les fluctuations saisonnières et les conditions météorologiques. Les prix moyens payés par la compagnie pour la majeure partie du pétrole brut traité dans trois des ses quatre raffineries sont établis en fonction des marchés du pétrole brut de l'Ouest canadien. En 2012, le prix moyen du pétrole brut de l'Ouest canadien a été nettement inférieur au prix du pétrole brut Brent. Au Canada, les prix de gros des produits raffinés en particulier sont en grande partie déterminés par ceux des régions limitrophes des États-Unis où les prix de gros sont liés principalement aux marchés internationaux. En 2012, les marges plus importantes que l'industrie a réalisées sur le raffinage étaient attribuables au plus grand écart entre le prix des produits et le coût du pétrole brut traité. Ces prix et facteurs font l'objet d'une surveillance continue et sont pris en compte dans les décisions d'exploitation touchant les matières premières à acheter, les installations à exploiter et les produits à fabriquer. Cependant, il n'existe pas d'indicateurs fiables de l'éventuelle conjoncture du marché qui permettent de prédire avec précision l'évolution des marges d'un exercice à l'autre.

La compagnie continuera à se concentrer sur les aspects commerciaux sur lesquels elle peut agir. Dans le secteur aval, la stratégie de l'Impériale consiste à offrir aux clients un service et des produits de qualité au coût global le plus bas, à avoir les coûts unitaires les plus bas par rapport à ses concurrents du secteur pétrolier, à assurer une utilisation efficace et efficiente de ses capitaux, à maximiser la valeur grâce à une technologie de pointe et à miser sur l'intégration de ses divers secteurs d'activité.

Au Canada, l'Impériale possède et exploite quatre raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 506 000 barils par jour. Le réseau de commercialisation des carburants de l'Impériale comprend un secteur du détail qui approvisionne ses clients à travers le Canada au moyen de plus de 1 770 stations-service Esso, dont environ 470 sont la propriété de la compagnie ou en location. L'Impériale possède aussi un secteur de la vente en gros et aux industries, alimenté par un réseau de 22 dépôts de distribution de premier stockage et par un réseau de distribution secondaire.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, l'Impériale a annoncé son intention de mettre en vente la raffinerie de Dartmouth et les points de livraison connexes. À la fin de l'année 2012, la capacité prévue de cette raffinerie était de 85 000 barils par jour. Par ailleurs, la compagnie évalue d'autres solutions de rechange, entre autres la reconversion de la raffinerie en un point de distribution des produits. Une décision à ce propos est attendue en 2013.

Produits chimiques

En 2012, l'amélioration du secteur pétrochimique nord-américain s'est poursuivie, traduisant en cela une amélioration de la conjoncture. En Amérique du Nord, le gaz naturel non classique a continué à fournir des charges d'alimentation en éthane avantageuses pour les unités de craquage à vapeur ainsi qu'un contexte de marges favorable pour les producteurs de produits chimiques intégrés. Des progrès ont été réalisés en ce qui a trait au développement de l'infrastructure nécessaire pour exécuter un contrat d'approvisionnement à long terme en éthane provenant de la formation de schiste de Marcellus qui se trouve à proximité. Les premières livraisons de cette charge d'alimentation, produite à un coût avantageux, à l'usine de produits chimiques de Sarnia, devraient avoir lieu vers le milieu de 2013. La stratégie de la compagnie pour ce secteur consiste à réduire les coûts et à maximiser la valeur par l'intégration croissante des usines chimiques de Sarnia et de Dartmouth aux raffineries. 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 dans ses principaux secteurs de marché.

Rapport de gestion (suite)

Résultats d'exploitation

Consolidés

en millions de dollars	2012	2011	2010
Bénéfice net	3 766	3 371	2 210

2012

En 2012, le bénéfice net s'est établi à 3 766 M\$ ou 4,42 \$ par action sur une base diluée, contre 3 371 M\$ ou 3,95 \$ par action en 2011. La hausse du bénéfice est due principalement à l'élargissement des marges de raffinage, qui a compté pour environ 975 M\$, et à des redevances en baisse d'environ 300 M\$ en raison du fléchissement des prix obtenus dans le secteur amont. Ces facteurs ont été partiellement annulés par les effets du fléchissement des prix obtenus dans le secteur amont, qui a retranché environ 580 M\$ aux résultats, par une hausse des dépenses de préparation de Kearn en vue de la production, qui se sont élevées à environ 125 M\$, et par la hausse des dépenses d'entretien planifié des raffineries, qui a effectué une ponction d'environ 80 M\$. Les gains réalisés à la cession d'actifs ont également diminué d'environ 85 M\$ en 2012.

En 2012, le prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) et du pétrole brut provenant de l'Ouest canadien est demeuré nettement inférieur au prix du pétrole brut de référence Brent qui est utilisé couramment pour les marchés pétroliers de la côte atlantique, cet écart étant dû au déséquilibre entre l'offre et la demande sur les marchés du centre du continent nord-américain. Cet écart de prix a eu une incidence négative sur les prix réalisés par la compagnie pour les liquides de l'Ouest canadien. Cependant, les marges de raffinage dans le secteur aval de la compagnie ont connu une hausse, le coût global du pétrole brut traité dans trois de ses quatre raffineries ayant reflété la tendance des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien.

2011

En 2011, le bénéfice net s'est établi à 3 371 M\$ ou 3,95 \$ par action sur une base diluée, contre 2 210 M\$, ou 2,59 \$ par action, en 2010, la hausse du bénéfice étant due principalement à des cours plus élevés du pétrole brut, à l'élargissement des marges de raffinage et à une hausse de la production de bitume à Cold Lake. Ces facteurs ont été partiellement annulés par les effets défavorables des redevances plus élevées, d'un dollar canadien plus fort et de la baisse des volumes de production de pétrole brut classique attribuable aux problèmes de fiabilité de pipelines tiers. Les résultats de 2011 comprenaient également des gains plus élevés d'environ 70 M\$ sur la cession d'actifs.

En 2011, il y a eu un écart de prix particulièrement important entre les prix du pétrole brut Brent et du pétrole brut WTI, deux bruts de référence courants sur les marchés pétroliers mondiaux. En 2011, l'augmentation du prix moyen du pétrole brut Brent a atteint plus du double de celle du pétrole brut WTI en raison d'une faiblesse persistante des marchés du pétrole brut WTI. Les augmentations du prix moyen obtenu par la compagnie dans le secteur amont en 2011 ont suivi de plus près la tendance des prix du WTI tandis que les marges dans le secteur aval de la compagnie ont bénéficié du fait que le prix global du pétrole brut traité dans trois des quatre raffineries de la compagnie s'est rapproché des prix du WTI.

Secteur amont

en millions de dollars	2012	2011	2010
Bénéfice net	1 888	2 457	1 764

2012

Le bénéfice net de l'exercice s'est établi à 1 888 M\$, une baisse de 569 M\$ par rapport à 2011. La diminution du bénéfice est due principalement à l'incidence du recul des prix réalisés qui a retranché environ 580 M\$, de la hausse des dépenses de préparation de Kearn en vue de la production, qui a compté pour environ 125 M\$, et de la diminution de la production à Cold Lake d'environ 75 M\$. En 2012, les gains réalisés sur la cession d'actifs ont aussi accusé une baisse d'environ 85 M\$. Ces facteurs ont été annulés en partie par des redevances en baisse d'environ 300 M\$ suite au recul des prix et par l'augmentation des volumes de production de pétrole classique, qui a compté pour environ 45 M\$.

Rapport de gestion (suite)

2011

Le bénéfice net de l'exercice s'est établi à 2 457 M\$, une hausse de 693 M\$ par rapport à 2010. L'augmentation du bénéfice était due principalement à l'incidence de la hausse des prix du pétrole brut d'environ 925 M\$ et de l'augmentation de la production de bitume à Cold Lake d'environ 260 M\$. Ces facteurs ont été partiellement annulés par la hausse des redevances consécutive à l'augmentation des prix du pétrole brut d'environ 245 M\$, par un dollar canadien plus fort d'environ 150 M\$ et par la diminution des volumes de production de pétrole brut classique d'environ 150 M\$, dont près de 80 M\$ étaient attribuables aux problèmes de fiabilité de pipelines tiers. Les résultats de 2011 comprenaient des gains de 116 M\$ sur la cession d'actifs, une hausse d'environ 95 M\$ par rapport à 2010.

Prix de vente moyens et réalisés

en dollars canadiens	2012	2011	2010
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	77,19	85,22	71,64
Prix touché pour les liquides de gaz naturel (le baril)	42,06	59,08	50,09
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	2,33	3,59	4,04
Prix touché pour le pétrole synthétique (le baril)	92,48	101,43	80,63
Prix touché pour le bitume (le baril)	59,76	63,95	58,36

2012

Les prix pour la majeure partie de la production de liquides de la compagnie sont fixés en fonction du prix du pétrole brut WTI, un prix de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. En 2012, le prix moyen du WTI en dollars américains était inférieur de 0,96 \$ le baril, ou d'environ un pour cent, comparativement à 2011. Les prix moyens réalisés par la compagnie pour les liquides provenant de l'Ouest canadien ont également été influencés par les décotes attribuables aux déséquilibres de l'offre et de la demande dans le centre du continent nord-américain. En 2012, le prix moyen obtenu par la compagnie pour le pétrole brut classique et le pétrole synthétique, exprimé en dollars canadiens, a baissé d'environ neuf pour cent par rapport à 2011, tandis que le prix moyen du bitume a baissé d'environ sept pour cent par rapport à 2011.

En 2012, le prix moyen touché par la compagnie pour le gaz naturel a connu une baisse d'environ 35 %, ce qui correspond à la baisse de la moyenne du prix du disponible 30 jours du gaz naturel en Alberta.

2011

Le prix moyen du pétrole Brent en dollars américains, un prix de référence courant sur le marché de la côte atlantique, a été de 111,29 \$ US le baril en 2011, enregistrant une hausse d'environ 40 % par rapport à l'année précédente. L'augmentation du prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur le marché du centre du continent, n'a été que de 19 % en raison de la faiblesse persistante des marchés du pétrole brut WTI. L'augmentation des prix moyens obtenus par la compagnie sur les ventes de pétrole brut classique et de pétrole brut synthétique canadiens correspondait à celle du WTI.

En 2011, le prix moyen réalisé par la compagnie pour le bitume en dollars canadiens a augmenté de 10 % à 63,95 \$ le baril, en raison de l'élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume de Cold Lake.

En 2011, le prix du gaz naturel canadien a été inférieur à celui de l'année précédente. La moyenne du prix du disponible 30 jours du gaz naturel en Alberta de 3,67 \$ par millier de pieds cubes a accusé une baisse par rapport à 4,39 \$ en 2010. Le prix moyen que la compagnie a réalisé sur le gaz naturel a été de 3,59 \$ par millier de pieds cubes, en baisse par rapport à 4,04 \$ en 2010.

Rapport de gestion (suite)

Pétrole brut et LGN – production et ventes (a)

en milliers de barils par jour	2012		2011		2010	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume	154	123	160	120	144	115
Pétrole synthétique	72	69	72	67	73	67
Pétrole brut classique	20	15	18	13	23	17
Total de la production de pétrole brut	246	207	250	200	240	199
LGN mis en vente	4	3	5	4	7	5
Total de la production de pétrole brut et de LGN	250	210	255	204	247	204
Ventes de Cold Lake, diluant compris (b)	201		209		188	
Ventes de LGN	8		9		10	

Gaz naturel – production et ventes (a)

en millions de pieds cubes par jour	2012		2011		2010	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (c)	192	195 (d)	254	228	280	254
Ventes	177		237		264	

- (a) Le volume par jour correspond au volume annuel divisé par le nombre de jours dans l'année. La production brute correspond à la quote-part de la compagnie (à l'exclusion des achats) avant déduction de la part des propriétaires miniers, des gouvernements ou des deux. La production nette exclut ces parts.
- (b) Le diluant est un condensat de gaz naturel ou un autre hydrocarbure léger ajouté au bitume de Cold Lake pour en faciliter le transport par pipeline en vue de sa commercialisation.
- (c) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.
- (d) Compte tenu des ajustements favorables du coût des redevances.

2012

La production brute de bitume à Cold Lake s'est établie en moyenne à 154 000 barils par jour, contre 160 000 en 2011. La baisse des volumes est principalement attribuable à la nature cyclique de la production à Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 72 000 barils par jour, inchangée par rapport à 2011.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 20 000 barils par jour, en hausse par rapport à 18 000 barils en 2011, année au cours de laquelle les interruptions de service de pipelines tiers ont réduit la production du champ pétrolifère de Norman Wells.

En 2012, la production brute de gaz naturel s'est établie à 192 millions de pieds cubes par jour, contre 254 millions en 2011. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de propriétés productrices, un processus achevé en 2011.

2011

La production brute de bitume à Cold Lake a atteint un record de 160 000 barils par jour en 2011, comparativement à 144 000 en 2010, l'augmentation de la production étant due à l'apport de nouveaux puits injectés de vapeur en 2010 et 2011, à une hausse de la récupération résultant d'applications techniques et à la nature cyclique de la production à Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 72 000 barils par jour, comparativement à 73 000 barils en 2010.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 18 000 barils par jour, contre 23 000 en 2010, la baisse des volumes étant due principalement aux interruptions de service non planifiées de pipelines tiers, qui ont réduit la production à Norman Wells, ainsi qu'à la diminution naturelle du rendement des gisements.

La production brute de gaz naturel en 2011 s'est établie à 254 millions de pieds cubes par jour, contre 280 millions de pieds cubes en 2010. La baisse de production est principalement due à la diminution naturelle du rendement des gisements.

Rapport de gestion (suite)

En 2011, la compagnie a vendu sa participation dans des propriétés à gaz peu profond dans la région de Medicine Hat, en Alberta, dans la propriété productrice de gaz naturel de Coleville-Hoosier, en Saskatchewan, et dans la propriété productrice de Rainbow Lake, en Alberta, réalisant un gain de près de 76 M\$. En 2010, la production correspondant à la quote-part de la compagnie dans ces propriétés était en moyenne de 56 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour et de mille barils de pétrole brut par jour. Toujours en 2011, la compagnie a enregistré un gain d'environ 40 M\$ sur l'échange de concessions de sables pétrolifères avec un tiers.

Secteur aval

millions de dollars	2012	2011	2010
Bénéfice net	1 772	884	442

2012

Le bénéfice net du secteur aval s'est établi à 1 772 M\$, une hausse de 888 M\$ par rapport à 2011. Le bénéfice de 2012, le meilleur jamais enregistré, est essentiellement attribuable à de plus fortes marges de raffinage dans l'industrie. Ce résultat positif a cependant été réduit en partie par une augmentation des dépenses d'exploitation due à l'incidence d'un niveau plus élevé d'activités d'entretien planifié des raffineries comparativement à 2011.

Le coût global du pétrole brut traité dans trois des quatre raffineries de la compagnie a reflété la tendance des pétroles bruts de l'Ouest canadien. Au Canada, les prix de gros des produits raffinés sont en grande partie déterminés par ceux des régions limitrophes des États-Unis où les prix de gros sont principalement liés aux marchés internationaux. Les plus fortes marges de raffinage de l'industrie sont le résultat d'un écart plus important entre le prix des produits et le coût du pétrole brut traité.

2011

Le bénéfice net s'est établi à 884 M\$, une progression de 442 M\$ par rapport à 2010. La hausse des résultats était due principalement à l'incidence favorable de l'élargissement des marges dans le secteur du raffinage d'environ 590 M\$. Les marges de raffinage ont bénéficié du fait que les coûts globaux du pétrole brut traité dans trois des quatre raffineries de la compagnie ont reflété la tendance des prix du WTI. Ce facteur a été partiellement annulé par l'effet défavorable de l'augmentation des activités d'entretien dans les raffineries et des dépenses totalisant environ 60 M\$ et de la montée du dollar canadien d'environ 55 M\$. Les résultats de 2010 comprenaient un gain d'environ 25 M\$ sur la vente d'actifs ne servant pas à l'exploitation.

Utilisation de la capacité de raffinage

en milliers de barils par jour (a)	2012	2011	2010
Débit total des raffineries (b)	435	430	444
Capacité de raffinage au 31 décembre	506	506	502
Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage)	86	85	88

Ventes

en milliers de barils par jour (a)	2012	2011	2010
Essence	221	220	218
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	151	157	153
Mazout lourd	30	29	28
Huiles lubrifiantes et autres produits	43	41	43
Ventes nettes de produits pétroliers	445	447	442

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

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

2012

La capacité de raffinage totale a été de 435 000 barils par jour, en hausse par rapport à 2011, et l'utilisation moyenne de la capacité de raffinage est montée à 86 %, par rapport à 85 % l'année précédente. L'augmentation des volumes et de l'utilisation, due principalement à une amélioration des opérations de raffinerie, a été annulée en partie par un niveau plus élevé d'activités d'entretien planifié à la raffinerie de Strathcona. Le total des ventes nettes de produits pétroliers a diminué à 445 000 barils par jour, soit 2 000 barils de moins qu'en 2011.

Rapport de gestion (suite)

2011

La capacité totale de raffinage a été de 430 000 barils par jour, en baisse par rapport à 2010, et l'utilisation moyenne de la capacité de raffinage a baissé à 85 %, par rapport à 88 % l'année précédente. La diminution des volumes et de l'utilisation était due principalement à l'augmentation des activités d'entretien planifié et non planifié. Le total des ventes nettes de produits pétroliers a augmenté à 447 000 barils par jour, une hausse de 5 000 barils comparativement à 2010.

Produits chimiques

en millions de dollars	2012	2011	2010
Bénéfice net	165	122	69

Ventes

en milliers de tonnes	2012	2011	2010
Polymères et produits chimiques de base	767	748	711
Produits intermédiaires et autres	277	268	278
Total des ventes de produits chimiques	1 044	1 016	989

2012

Le bénéfice net s'est établi à 165 M\$, une hausse de 43 M\$ par rapport à 2011. Le bénéfice en 2012 est le meilleur jamais enregistré en raison principalement d'une excellente performance opérationnelle, de l'élargissement des marges sur le polyéthylène et de l'augmentation des ventes de ce produit.

2011

Le bénéfice net s'est établi à 122 M\$, une hausse de 53 M\$ par rapport à 2010. L'élargissement des marges sur les produits intermédiaires et aromatiques, la baisse des coûts due à une réduction des activités d'entretien planifié et l'accroissement des ventes de polyéthylène ont largement contribué à cette augmentation. Ces facteurs ont été partiellement annulés par un rétrécissement des marges sur le polyéthylène.

Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars	2012	2011	2010
Bénéfice net	(59)	(92)	(65)

2012

Les effets sur le bénéfice net des comptes non sectoriels ont été de moins 59 M\$, comparativement à moins 92 M\$ en 2011. Ces effets favorables ont été attribuables à une baisse des charges relatives aux régimes d'intéressement à base d'actions.

2011

Les effets sur le bénéfice net ont été de moins 92 M\$, contre moins 65 M\$ l'année précédente. Les effets défavorables étaient principalement dus à l'incidence du changement du cours des actions sur les charges relatives aux régimes d'intéressement à base d'actions.

Rapport de gestion (suite)

Situation de trésorerie et sources de financement

Sources et affectation des flux de trésorerie

en millions de dollars	2012	2011	2010
Trésorerie liée aux :			
Activités d'exploitation	4 680	4 489	3 207
Activités d'investissement	(5 238)	(3 593)	(3 709)
Activités de financement	(162)	39	256
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(720)	935	(246)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	482	1 202	267

Bien que la compagnie contracte des emprunts à long terme de temps à autre et dispose d'un programme d'émission de billets de trésorerie, les fonds autogénérés comblent la majeure partie de ses besoins financiers. En appliquant des directives en matière de qualité des contreparties et des placements, les fonds pouvant être temporairement disponibles au-delà des besoins immédiats de la compagnie sont gérés avec soin pour s'assurer qu'ils sont en sûreté et qu'ils puissent 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. Des projets sont prévus ou en cours pour accroître la capacité de production. Cependant, l'augmentation de la production comporte divers risques comme l'exécution des projets, les interruptions des activités d'exploitation, le rendement des gisements et les modifications de la réglementation.

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 à la remise d'un projet 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.

Une évaluation actuarielle indépendante des régimes enregistrés de retraite de la compagnie a été effectuée en date du 31 décembre 2011, avec pour résultat une cotisation de 594 M\$ par la compagnie aux régimes enregistrés de retraite en 2012. La prochaine évaluation actuarielle indépendante requise sera au 31 décembre 2012 et la compagnie continuera à cotiser selon les exigences des règlements en matière de retraite. 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 poursuivre de nouvelles possibilités d'investissement.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

2012

En 2012, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 4 680 M\$, comparativement à 4 489 M\$ en 2011. Cette hausse des flux de trésorerie a été due principalement aux effets de l'impôt sur le revenu différé et à un bénéfice net plus élevé; elle a été annulée en partie par les effets du fonds de roulement.

2011

En 2011, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 4 489 M\$, une augmentation de 1 282 M\$ par rapport à l'année 2010 correspondant à l'augmentation des résultats par rapport à 2010.

Rapport de gestion (suite)

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2012

Les activités d'investissement ont engagé des flux de trésorerie nets de 5 238 M\$ en 2012, par rapport à 3 593 M\$ en 2011. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont élevées à 5 478 M\$, par rapport à 3 919 M\$ l'année précédente. Le produit de la vente d'actifs se chiffrait à 226 M\$, par rapport à 314 M\$ en 2011.

2011

Les activités d'investissement ont engagé des flux de trésorerie nets de 3 593 M\$ en 2011, par rapport à 3 709 M\$ en 2010. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont élevées à 3 919 M\$, par rapport à 3 856 M\$ l'année précédente. Le produit de la vente d'actifs se chiffrait à 314 M\$, par rapport à 144 M\$ en 2010.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

2012

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont été de 162 M\$, par rapport à 39 M\$ en 2011.

La compagnie a généré de nouvelles dettes de 325 M\$ en se prévalant des marges existantes. Les obligations découlant de contrats de location-acquisition, qui constituent un élément sans effet sur la trésorerie, ont également augmenté de 115 M\$. À la fin de 2012, le total de la dette s'élevait à 1 647 M\$, par rapport à 1 207 M\$ à la fin de 2011.

En 2012, la compagnie n'a pas effectué de rachats d'actions sauf ceux destinés à compenser l'effet dilutif de l'exercice des primes à base d'actions. La compagnie continuera à évaluer son programme de rachat d'actions dans le contexte de ses résultats d'exploitation et des activités liées à ses projets d'investissement dans leur ensemble.

En 2012, la compagnie a versé 398 M\$ de dividendes au comptant, par rapport à 373 M\$ en 2011. Les dividendes se sont élevés à 0,48 \$ par action, en hausse par rapport à 0,44 \$ en 2011.

Au troisième trimestre de 2012, la compagnie a porté le montant de sa marge de crédit bancaire à long terme de 200 M\$ à 300 M\$, et en a reporté la date d'échéance jusqu'au mois d'août 2014. Après la fin d'année, soit en février 2013, cette marge de crédit bancaire à long terme a été augmentée de 200 M\$ pour être portée à 500 M\$, la date d'échéance demeurant inchangée. La compagnie ne s'est pas prévaluée de cette marge.

En février 2013, la compagnie a augmenté sa dette à long terme de 1,3 G\$ en se prévalant d'une marge de crédit existante auprès d'une société affiliée de la société Exxon Mobil, et a augmenté sa dette à court terme de 0,5 G\$ en émettant de nouveaux billets de trésorerie. La majeure partie de l'augmentation de la dette a servi à financer la participation de 50 % de la compagnie dans l'acquisition de Celtic.

2011

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont été de 39 M\$, par rapport à 256 M\$ en 2010.

La compagnie a généré de nouvelles dettes de 455 M\$ en se prévalant des marges existantes. À la fin de 2011, le total de la dette s'élevait à 1 207 M\$, par rapport à 756 M\$ à la fin de 2010.

En 2011, la compagnie n'a pas effectué de rachats d'actions sauf ceux destinés à compenser l'effet dilutif de l'exercice des primes à base d'actions. La compagnie continuera à évaluer son programme de rachat d'actions dans le contexte de ses résultats d'exploitation et des activités liées à ses projets d'investissement dans leur ensemble.

En 2011, la compagnie a versé 373 M\$ de dividendes au comptant, par rapport à 356 M\$ en 2010. Les dividendes se sont élevés à 0,44 \$ par action, en regard de 0,42 \$ en 2010.

Rapport de gestion (suite)

Au deuxième trimestre, la compagnie a obtenu le report de la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme de 200 M\$ à juillet 2013. La compagnie ne s'est pas prévaluée de cette marge.

Pourcentages et ratios financiers

	2012	2011	2010
Dette totale en pourcentage du capital (a)	9	9	7
Couverture de l'intérêt par le bénéfice (b)	239	260	370

- (a) Total des tranches à moins d'un an et à long terme de la dette (page A28) et de la quote-part de la compagnie dans la dette d'une société dans laquelle elle détient une participation en actions, divisé par le total de la dette et des capitaux propres (page A28).
- (b) Total du bénéfice net (page A26), des intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette d'une société dans laquelle elle détient une participation en capitaux propres et des impôts sur les bénéfices (page A26), divisé par les intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette d'une société dans laquelle elle détient une participation.

À la fin de 2012, la dette comptait pour 9 % dans la structure du capital de la compagnie, inchangée par rapport à 2011.

En 2012, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 20 M\$, contre 16 M\$ en 2011. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 1,6 % en 2012, contre 1,5 % en 2011.

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.

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 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.

Rapport de gestion (suite)

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la compagnie au 31 décembre 2012. Il a été préparé à partir de données tirées du bilan consolidé et de différentes notes afférentes aux états financiers consolidés.

en millions de dollars	Note afférente aux états financiers	Paiements exigibles par exercice			Montant total
		2013	2014 à 2017	2018 et après	
Dette à long terme (a)	Note 14	-	1 066	109	1 175
- Exigible dans un an		7	-	-	7
Contrats de location-exploitation (b)	Note 13	180	306	25	511
Obligations d'achat inconditionnel (c)	Note 9	77	217	176	470
Engagements fermes (d)		3 554	1 573	99	5 226
Obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite (e)	Note 4	733	227	1 809	2 769
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (f)	Note 5	105	378	483	966
Autres contrats d'achat à long terme (g)		346	1 894	4 747	6 987

- (a) La dette à long terme comprend un prêt à long terme de 1 040 millions de dollars de la part d'une filiale d'Exxon Mobil Corporation et des obligations locatives capitalisées de 142 millions de dollars, dont 7 millions de dollars sont dus dans un an. Les paiements exigibles par exercice pour le prêt à long terme d'apparentés sont estimés sur la base du droit des apparentés de résilier le prêt avec un préavis par écrit d'au moins 370 jours.
- (b) Les engagements minimaux au titre des contrats de location-exploitation, non actualisés, visent principalement des immeubles de bureaux, des wagons de chemin de fer et des stations-service.
- (c) Les obligations d'achat inconditionnel constituent des engagements à long terme qui ne sont pas résiliables, ou résiliables uniquement sous certaines conditions, et que des tiers ont utilisés pour assurer le financement des installations qui fourniront les biens et services prévus dans les contrats. Il s'agit principalement de conventions de débit pipelinier.
- (d) Engagements fermes dans des projets d'immobilisations non actualisés. Les principaux engagements en cours à la fin de 2012 s'élevaient à 3 293 millions de dollars liés à la quote-part de la compagnie dans le projet Kearl, et à 840 millions de dollars liés au projet d'expansion de Nabiye à Cold Lake.
- (e) 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 2013 et les paiements estimatifs de prestations au titre des régimes sans capitalisation de tous les exercices.
- (f) 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.
- (g) Les autres contrats d'achat à long terme comprennent les engagements à long terme non résiliables 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.

En 2012, la compagnie a conclu d'autres ententes à long terme pour le transport par pipeline. Ces contrats représentent un engagement total de 4,4 G\$, pour l'expédition de mélanges de pétrole brut lourd et de diluant. Ces ententes permettront de soutenir la croissance à long terme de la compagnie dans le domaine de la production à partir de sables pétrolifères. La compagnie compte respecter ces engagements dans le cours normal des affaires. Les montants du nouvel engagement figurent à la ligne « Autres contrats d'achat à long terme » du tableau ci-dessus.

Des économies d'impôt non comptabilisées totalisant 143 M\$ 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 afférente aux états financiers, à la page A37.

Litiges et autres éventualités

Comme il est dit dans la note 9 afférente aux états financiers consolidés à la page A48, différentes poursuites ont été intentées contre la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée 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 l'encontre de la compagnie aura une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble. Il n'existe pas d'événements ni d'incertitudes autres que ceux déjà déclarés dans l'information financière qui laissent supposer des changements dans les résultats d'exploitation futurs ou la situation financière.

Rapport de gestion (suite)

Dépenses en immobilisations et frais d'exploration

en millions de dollars	2012	2011
Secteur amont (a)	5 518	3 880
Secteur aval	140	166
Produits chimiques	4	4
Autres	21	16
Total	5 683	4 066

(a) Frais d'exploration inclus.

En 2012, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 5 683 M\$, une hausse de 1 617 M\$ par rapport à 2011.

Dans le secteur amont, les dépenses en immobilisations ont été de 5 518 M\$, contre 3 880 M\$ en 2011. Ces dépenses ont été axées principalement sur l'avancement des projets de développement initial et d'expansion de Kearl. Les autres investissements portaient sur l'avancement du projet d'extension de Nabiye à Cold Lake de même que sur les projets environnementaux et de préservation de la capacité de production de Syncrude.

À la fin de l'année 2012, la construction du développement initial de Kearl était réalisée, et les activités progressives de démarrage avaient débuté. Malgré les difficultés d'ordre réglementaire et liées à l'attribution de permis aux É.-U. ayant trait au transport des modules, lesquelles se sont poursuivies pendant presque deux ans, ainsi que d'autres défis d'envergure comme l'arrivée d'un hiver précoce et un climat exceptionnellement rude pendant les activités de démarrage, la production du bitume dilué à partir du premier cycle de traitement de la mousse devrait avoir lieu dès le premier trimestre de 2013. Il est prévu que le coût total de la mise en valeur initiale sera de 12,9 G\$, dont la quote-part de la compagnie sera de 9,2 G\$.

Dans le secteur amont, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration prévues pour 2013 seront d'environ 6,8 G\$, et comprendront principalement la poursuite des investissements dans les projets de croissance de Kearl et de Nabiye et le réinvestissement de maintien dans les projets d'extraction et de traitement des résidus de Syncrude. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent également la somme de 1,6 G\$ pour la participation à 50 % de l'Impériale dans l'acquisition de Celtic.

En 2012, les dépenses en immobilisations du secteur aval ont été de 140 M\$, contre 166 M\$ en 2011. Les dépenses en immobilisations pour 2012 ont été centrées principalement sur des projets de raffinerie visant à améliorer la fiabilité, la souplesse des charges d'alimentation, l'efficacité énergétique et la performance environnementale.

Les dépenses en immobilisations prévues pour le secteur aval en 2013 sont d'environ 200 M\$ et elles seront axées sur l'amélioration de la fiabilité, de la performance environnementale et de la sécurité des raffineries ainsi que sur la poursuite de la modernisation du réseau de détail.

L'Impériale poursuit une stratégie de croissance longue de dix ans dans le cadre de laquelle seront investis près de 40 G\$. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration de la compagnie prévues pour 2013 s'élèveront à près de 7 G\$. Les dépenses réelles pourraient varier en fonction des progrès de chaque projet.

Rapport de gestion (suite)

Risques de marché 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 des produits chimiques a varié. En outre, 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 par rapport au 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 par rapport au dollar américain est résumée dans le tableau de sensibilité des résultats ci-dessous, qui illustre l'effet annuel estimé sur le bénéfice net de la compagnie après impôts dans les conditions actuelles.

Sensibilité des résultats (a)

en millions de dollars après impôts

Variation de 7 \$ US du prix du baril de pétrole brut	+ (-)	340
Variation de 0,30 \$ US du prix du millier de pieds cubes de gaz naturel	+ (-)	5
Variation de 2 \$ US le baril de la marge sur les ventes de l'ensemble des produits pétroliers	+ (-)	250
Variation de 0,01 \$ US la livre de la marge sur les ventes de polyéthylène	+ (-)	6
Baisse (hausse) de 0,25 % des taux d'intérêt à court terme	+ (-)	3
Baisse (hausse) de 0,10 \$ de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	490

(a) Le montant servant à illustrer l'incidence de chaque facteur correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur de la marchandise ou du taux en question à la fin de 2012. 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. Bien que cette sensibilité s'applique aux conditions actuelles, elle peut ne pas varier proportionnellement en cas de fortes fluctuations.

Depuis la fin de l'exercice 2011, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations des prix du pétrole brut a progressé d'environ 16 M\$ (après impôts) par an pour chaque variation de 1 \$ US. Cette hausse est due principalement à l'incidence de la baisse des redevances sur la production de bitume en raison du fléchissement des prix pour le bitume de Cold Lake à la fin de l'exercice 2012.

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 de nos projets, 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 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 59 % 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.

Bien que les niveaux des prix du pétrole brut et du gaz naturel puissent augmenter ou diminuer de manière considérable sur le court à moyen terme, l'économie du secteur à long terme continuera à être influencée par l'offre et la demande du marché. La compagnie teste donc la viabilité de tous ses investissements sur un large éventail de prix futurs. L'évaluation de la compagnie est que la réussite de ses opérations se maintiendra dans diverses conjonctures commerciales grâce à de rigoureux programmes d'investissement et de gestion des actifs.

La compagnie emploie 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. Le résultat en est une

Rapport de gestion (suite)

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

La production du bitume à travers 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. Les plans de mise en valeur des sables pétrolifères à long terme de la compagnie, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie pourraient subir des effets néfastes si l'infrastructure de transport additionnelle requise n'est pas mise sur pied en temps opportun pour des raisons de réglementation ou autres. La compagnie est en faveur de la création d'un plus grand accès aux marchés, notamment par le biais des prolongements de pipeline proposés pour la côte du golfe du Mexique aux États-Unis et pour la côte ouest du Canada.

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 qui a fait ses preuves et qui consiste à privilégier les éléments commerciaux sur lesquels elle peut agir et à adopter une perspective à long terme sur le développement.

Dans la mise en valeur des sables pétrolifères, une augmentation de la demande pour certains services et matériaux a entraîné des coûts en capital et des coûts de projets plus élevés. La compagnie œuvre en vue de contrer la pression à la hausse sur les coûts par une gestion efficace et efficiente des projets et de l'approvisionnement. Par exemple, elle a approuvé l'expansion du projet Kearl visant à poursuivre l'aménagement à partir du développement initial de manière à permettre la réutilisation de la conception initiale et de la mise en valeur de l'infrastructure. Cette démarche permet également à la compagnie de conserver la main-d'œuvre expérimentée travaillant sur le développement initial, pour ainsi maintenir la productivité et limiter la croissance des coûts.

Afin de réduire le risque de dépendance à l'égard de sources d'approvisionnement potentiellement limitées dans des régions productrices établies de pétrole classique arrivant à maturité, la production de la compagnie proviendrait de plus en plus des sables pétrolifères, du gaz naturel non classique et du pétrole en milieu peu perméable. Les améliorations technologiques ont joué, et continueront de jouer, un rôle important dans l'économie et la performance environnementale des développements actuels et futurs de ces sources non classiques.

Gestion du risque

L'importance de la compagnie, sa solide situation financière et la nature complémentaire des secteurs amont, aval et des produits chimiques réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et de taux de change. Les résultats financiers de 2012 illustrent les avantages de l'intégration. Les prix relativement bas du pétrole brut de l'Ouest canadien ont eu une incidence négative sur les prix réalisés par la compagnie dans le secteur amont, mais ont eu un effet positif sur les marges de raffinage dans le secteur aval. 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. En outre, la compagnie fait progresser les grands projets d'immobilisations par phases afin de pouvoir apporter des changements lorsque les conditions du marché évoluent de manière appréciable. Il en résulte que la compagnie n'a pas recours à des 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. La compagnie maintient un système de contrôle qui comprend une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur dérivés.

Estimations comptables cruciales

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

Rapport de gestion (suite)

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 afférente aux états financiers consolidés à la page A31.

Réserves de pétrole et de gaz

L'évaluation des réserves de pétrole et de gaz est essentielle pour une gestion efficace des actifs du secteur amont. Elle est 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. Les réserves de pétrole et de gaz servent également de base au calcul des taux d'amortissement proportionnels au rendement et aux tests de dépréciation.

Les réserves de pétrole et de gaz comprennent les réserves prouvées et non prouvées. Les réserves de pétrole et de gaz prouvées sont les volumes de pétrole et de gaz dont la productivité économique peut être estimée avec une certitude raisonnable par l'analyse de données géologiques et techniques. Les réserves non prouvées sont celles 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 estimations des réserves prouvées sont 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*.

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 modifications importantes des projections des prix à long terme du pétrole et du gaz.

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 de modifications des prix 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.

Incidence des réserves de pétrole et de gaz sur l'amortissement

Le calcul de l'amortissement proportionnel au rendement constitue une estimation comptable cruciale qui mesure l'amortissement de l'actif constitué par le secteur amont. C'est le rapport des quantités réelles produites au total des réserves prouvées mises en valeur (les réserves récupérables des puits existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation qui existent) appliqué au coût de l'actif. Les quantités produites et le coût de l'actif sont connus et, bien que la probabilité de récupérer les réserves prouvées mises en valeur soit très élevée, ces réserves sont fondées sur des estimations sujettes à une certaine variabilité. Bien que les révisions apportées par la compagnie dans le passé laissent entrevoir une certaine variabilité, elles ont eu peu d'effet sur les taux d'amortissement proportionnel au rendement.

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

Les biens pétroliers et gaziers prouvés, détenus et exploités par la compagnie, font l'objet d'un test de dépréciation chaque fois que des faits ou des circonstances laissent entrevoir que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrée. 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.

La compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. En général, les tests de dépréciation se fondent sur les

Rapport de gestion (suite)

estimations des réserves utilisées aux fins de planification interne et de prise de décisions en matière d'investissement. 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 ses flux de trésorerie non actualisés sont inférieurs à sa valeur comptable. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur.

Les biens non prouvés importants font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les biens. 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 compagnie effectue régulièrement des analyses d'évaluation de l'actif dans le cadre de son programme de gestion des actifs. Ces analyses aident la compagnie à évaluer si la valeur comptable de n'importe lequel de ses actifs pourrait ne pas être recouvrée. En plus de devoir évaluer les quantités des réserves de pétrole et de gaz en effectuant ces analyses, il est nécessaire d'évaluer les prix futurs du pétrole et du gaz. Les événements déclencheurs éventuels pouvant entraîner une dépréciation comprennent une baisse importante des réserves courantes et projetées, des coûts accumulés nettement supérieurs au montant prévu à l'origine pour un projet donné ainsi que des pertes d'exploitation de la période en cours, ajoutées à un historique ou à une prévision des pertes d'exploitation ou de trésorerie.

En général, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un événement pouvant justifier l'application des tests de dépréciation. Les marchés du pétrole brut et du gaz naturel sont reconnus pour leur grande volatilité. 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; or ces phénomènes ne peuvent être prévus avec exactitude. C'est pourquoi les tests de dépréciation appliqués par la compagnie reposent sur les hypothèses relatives aux prix à long terme sur les marchés du pétrole brut et du gaz naturel, des produits pétroliers et des produits chimiques que la compagnie utilise pour l'établissement de ses plans et budgets annuels. Ces hypothèses de prix sont les mêmes que celles qui servent à la prise de décisions en matière d'investissement. Les volumes annuels sont fondés sur les profils de production des gisements, lesquels sont mis à jour annuellement.

Des renseignements complémentaires sur les résultats d'exploitation relatifs au pétrole et au gaz, aux coûts capitalisés et aux réserves sont fournis dans la section qui suit les notes afférentes aux états financiers consolidés. Les prix futurs utilisés pour les tests de dépréciation varient par rapport aux prix utilisés dans les renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz et peuvent être inférieurs ou supérieurs pour un exercice donné.

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 ne sont rajustées que s'il faut refléter des changements à long terme des taux du marché et des perspectives. En 2012, le taux de rendement à long terme prévu pour l'actif du régime a été de 6,25 %, comparativement à des rendements réels de 7,3 % et de 8,5 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2012. Si des hypothèses différentes sont employées, la charge et l'obligation pourraient augmenter ou diminuer. Le risque auquel la compagnie serait exposée si ces hypothèses devaient changer est résumé à la note 4 afférente aux états financiers consolidés, à la page A38. À l'Impériale, les écarts entre le rendement réel de l'actif 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 2012, les charges de retraite ont représenté moins de 2 % des charges totales.

Rapport de gestion (suite)

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 2012, les obligations ont été actualisées au taux de 6,0 % et la charge de désactualisation a totalisé 86 M\$ 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 et 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 2012 sont mentionnés dans la note 15 afférente aux états financiers consolidés.

Éventualités 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 éventualités 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 à la note 3 des états financiers consolidés à la page A37.

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

La direction, y compris le chef de la direction et l'agent comptable principal et agent financier principal de la compagnie, est responsable de la mise en place et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la compagnie. La direction a procédé à une évaluation de l'efficacité du contrôle interne de l'information financière selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control - Integrated Framework*, publié par le *Committee of Sponsoring Organizations* de la Commission Treadway. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne de l'information financière de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée était efficace au 31 décembre 2012.

PricewaterhouseCoopers s.r.l., auditeur indépendant, a vérifié l'efficacité du contrôle interne de la compagnie à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

(signé) Bruce H. March

B. H. March
Président du Conseil, président
et chef de la direction

(signé) Paul J. Masschelin

P. J. Masschelin
Vice-président principal,
Finances et administration et contrôleur
(agent comptable principal et agent financier principal)

Le 26 février 2013

Rapport de l'auditeur indépendant

Aux actionnaires de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Nous avons procédé à l'audit du bilan consolidé au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée, et des états consolidés des résultats, des capitaux propres, du résultat étendu et des flux de trésorerie qui s'y rapportent pour chacun des exercices de la période de trois ans close le 31 décembre 2012. Nous avons aussi procédé à l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée au 31 décembre 2012, selon les critères établis dans le document *Internal Control - Integrated Framework* 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 du contrôle interne de l'information financière, figurant dans le rapport de la direction ci-joint sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, incombe à la direction de la compagnie. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés et une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'information financière 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 qu'un contrôle interne efficace de l'information financière a été maintenu 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 du contrôle interne à l'égard de l'information financière comprend l'obtention d'une compréhension du contrôle interne de l'information financière, 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 du contrôle interne 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.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société repose sur un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers destinés à un usage externe selon les principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne d'une société à l'égard de l'information financière inclut les politiques et les 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, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut ne 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 Ltée au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011, 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 2012, 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 2012, selon les critères établis dans le document *Internal Control - Integrated Framework* publié par le COSO.

(signé) PricewaterhouseCoopers s.r.l.
Comptables agréés
Calgary (Alberta), Canada
Le 26 février 2013

État consolidé des résultats (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices clos les 31 décembre

	2012	2011	2010
Produits et autres revenus			
Produits d'exploitation (a) (b)	31 053	30 474	24 946
Revenus de placement et d'autres sources (note 8)	135	240	146
Total des produits et des autres revenus	31 188	30 714	25 092
Charges			
Exploration	83	92	191
Achats de pétrole brut et de produits (c)	18 476	18 847	14 811
Production et fabrication (d)	4 457	4 114	3 996
Frais de vente et frais généraux	1 081	1 168	1 070
Taxe d'accise fédérale (a)	1 338	1 320	1 316
Amortissement et épuisement	761	764	747
Coûts de financement (note 12)	(1)	3	7
Total des charges	26 195	26 308	22 138
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	4 993	4 406	2 954
Impôts sur les bénéfices (note 3)	1 227	1 035	744
Bénéfice net	3 766	3 371	2 210

Données par action (en dollars canadiens)

Bénéfice net par action ordinaire – résultat de base (note 10)	4,44	3,98	2,61
Bénéfice net par action ordinaire – résultat dilué (note 10)	4,42	3,95	2,59
Dividendes	0,48	0,44	0,43

(a) Les produits d'exploitation comprennent la taxe d'accise fédérale de 1 338 millions de dollars (1 320 millions de dollars en 2011, 1 316 millions de dollars en 2010).

(b) Les produits d'exploitation comprennent des sommes remboursées par des apparentés de 2 907 millions de dollars (2 818 millions de dollars en 2011, 2 250 millions de dollars en 2010) (note 16).

(c) Les achats de pétrole brut et de produits comprennent des sommes remboursées par des apparentés de 3 033 millions de dollars (3 636 millions de dollars en 2011, 2 828 millions de dollars en 2010) (note 16).

(d) Les dépenses de production et de fabrication comprennent des sommes remboursées à des apparentés de 241 millions de dollars (217 millions de dollars en 2011, 233 millions de dollars en 2010) (note 16).

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

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

en millions de dollars canadiens

Exercices clos les 31 décembre

	2012	2011	2010
Bénéfice net	3 766	3 371	2 210
Autres éléments du résultat étendu, après impôts sur les bénéfices (note 4)			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (amortissement non compris)	(415)	(953)	(217)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, inclus dans le coût net des prestations constituées	198	139	114
Total des autres éléments du résultat étendu (perte)	(217)	(814)	(103)
Résultat étendu	3 549	2 557	2 107

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

Bilan consolidé (selon les PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens
31 décembre

	2012	2011
Actif		
Actif à court terme		
Flux de trésorerie	482	1 202
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	1 976	2 290
Stocks de pétrole brut et de produits (note 11)	827	762
Matières, fournitures et frais payés d'avance	280	239
Actif d'impôts futurs (note 3)	527	590
Total de l'actif à court terme	4 092	5 083
Créances à long terme, participations, placements et autres actifs à long terme	1 090	920
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement (note 2)	23 922	19 162
Écart d'acquisition (note 2)	204	204
Autres actifs incorporels, montant net	56	60
Total de l'actif (note 2)	29 364	25 429
Passif		
Passif à court terme		
Billets et emprunts	472	364
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 11)	4 249	4 317
Impôts sur les bénéfices à payer	1 184	1 268
Total du passif à court terme	5 905	5 949
Dette à long terme (b) (note 14)	1 175	843
Autres obligations à long terme (note 5)	3 983	3 876
Passif d'impôts futurs (note 3)	1 924	1 440
Total du passif	12 987	12 108
Engagements et passifs éventuels (note 9)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (c) (note 10)	1 566	1 528
Bénéfices non répartis	17 266	14 031
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(2 455)	(2 238)
Total des capitaux propres	16 377	13 321
Total du passif et des capitaux propres	29 364	25 429

(a) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes à recevoir des apparentés de 9 millions de dollars (215 millions de dollars de sommes à payer en 2011) (note 16).

(b) Les dettes à long terme comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 1 040 millions de dollars (820 millions de dollars en 2011).

(c) Le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 848 millions (848 millions en 2011) (note 10).

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

Au nom du Conseil,

(signé) *Bruce H. March*

B.H. March
Président du Conseil, président
et chef de la direction

(signé) *Paul J. Masschelin*

P.J. Masschelin
Vice-président principal,
Finances et administration et contrôleur

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

en millions de dollars canadiens

31 décembre

	2012	2011	2010
Actions ordinaires à la valeur attribuée (note 10)			
Au début de l'exercice	1 528	1 511	1 508
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	43	19	3
Achats d'actions à la valeur attribuée	(5)	(2)	-
À la fin de l'exercice	1 566	1 528	1 511
Bénéfices non répartis			
Au début de l'exercice	14 031	11 090	9 252
Bénéfice net de l'exercice	3 766	3 371	2 210
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(123)	(57)	(8)
Dividendes	(408)	(373)	(364)
À la fin de l'exercice	17 266	14 031	11 090
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Au début de l'exercice	(2 238)	(1 424)	(1 321)
Autres éléments du résultat étendu	(217)	(814)	(103)
À la fin de l'exercice	(2 455)	(2 238)	(1 424)
Capitaux propres à la fin de l'exercice	16 377	13 321	11 177

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

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

en millions de dollars canadiens

Rentrées (sorties)

Exercices clos les 31 décembre

	2012	2011	2010
Activités d'exploitation			
Bénéfice net	3 766	3 371	2 210
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :			
Amortissement et épuisement	761	764	747
(Gain) perte à la vente d'actifs	(94)	(197)	(95)
Charge d'impôts futurs et autres	619	71	152
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	300	(302)	(289)
Stocks, matériaux, fournitures et frais payés d'avance	(106)	(228)	38
Impôts sur les bénéfices à payer	(84)	390	30
Comptes créditeurs et charges à payer	(67)	846	651
Autres postes – montant net (a)	(415)	(226)	(237)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 680	4 489	3 207
Activités d'investissement			
Ajouts aux immobilisations corporelles	(5 478)	(3 919)	(3 856)
Produit de la vente d'actifs	226	314	144
Remboursement de prêt par une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	14	12	3
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(5 238)	(3 593)	(3 709)
Activités de financement			
Dette à court terme – montant net	105	135	120
Émission d'emprunts à long terme	220	320	500
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(4)	(3)	(3)
Émission d'actions ordinaires en vertu du régime d'options sur actions	43	19	3
Actions ordinaires rachetées (note 10)	(128)	(59)	(8)
Dividendes versés	(398)	(373)	(356)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(162)	39	256
Augmentation (diminution) de la trésorerie	(720)	935	(246)
Trésorerie au début de l'exercice	1 202	267	513
Trésorerie à la fin de l'exercice (b)	482	1 202	267

(a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite de 594 millions de dollars (361 millions de dollars en 2011, 421 millions de dollars en 2010).

(b) La trésorerie comprend les fonds en banque et les équivalents de trésorerie au coût. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides échéant au plus trois mois après la date de leur achat.

L'information contenue dans les notes afférentes aux états financiers consolidés fait partie intégrante des présents états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

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 (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. Certains postes des années précédentes ont été reclassés afin d'être conformes à la présentation de 2012. Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

1. Principales méthodes comptables

Périmètre 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 N.W.T. Limited, Imperial Oil Resources Ventures Limited et Pétrolière McColl-Frontenac Inc. 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, dont sa participation de 25 % dans la coentreprise Syncrude et de 70,96 % dans le projet Kearl.

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.

Participations et placements

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 sociétés est portée au poste *Revenus de placement et d'autres sources*, dans l'état consolidé des résultats. Les autres placements sont comptabilisés au coût, et les dividendes sont inclus dans *Revenus de placement et d'autres sources*.

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les crédits d'impôt à l'investissement et autres subventions similaires sont portés en diminution du coût capitalisé de l'actif auquel ils s'appliquent.

Pour ses activités d'exploration et de mise en valeur, la compagnie suit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. Selon cette méthode, les coûts sont cumulés gisement par gisement et certaines dépenses d'exploration et de forage d'exploration improductif sont passées en charges à mesure qu'elles sont engagées. Les coûts des puits producteurs et des puits secs de mise en valeur sont capitalisés et amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement de chaque gisement. La compagnie comptabilise le coût d'un forage d'exploration comme un actif lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production et quand la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et de la viabilité économique et opérationnelle du projet. 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 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.

Les frais de production sont passés en charges quand ils sont engagés. La production comprend le pompage du pétrole et du gaz à la surface ainsi que leur collecte, leur traitement, leur façonnage et leur stockage sur place. La fonction de production prend normalement fin à la sortie du réservoir de stockage de la concession ou du gisement. Les frais de production correspondent aux frais engagés pour exploiter et maintenir en état les puits de la compagnie ainsi que le matériel et les installations connexes. Ils sont incorporés au coût du pétrole et du gaz produits. Ces coûts, parfois appelés frais relatifs au pompage, comprennent les coûts de la main-d'œuvre engagés pour exploiter les puits et le matériel connexe, les frais d'entretien et de réparation des puits et du matériel, le coût des matériaux et des fournitures et le coût énergétique requis pour exploiter les puits et le matériel connexe, ainsi que les frais d'administration liés à la production.

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. 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. L'amortissement proportionnel au rendement s'applique aux puits et aux immobilisations corporelles liés aux biens producteurs épuisables, les taux d'amortissement par unité de production étant fondés sur les réserves prouvées de pétrole et de gaz mises en valeur. Pour les autres immobilisations corporelles, l'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative. En général, les raffineries sont amorties sur 25 ans. Les autres actifs importants, comme les usines chimiques et les stations-service, sont amortis sur 20 ans.

Les biens pétroliers et gaziers prouvés, détenus et exploités par la compagnie, font l'objet d'un test de dépréciation chaque fois que des faits ou des circonstances laissent entrevoir que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrée. 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.

La compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Les flux de trésorerie utilisés pour les tests de dépréciation sont établis à partir des hypothèses mises à jour annuellement de l'évaluation des investissements dans le plan d'entreprise, concernant les prix du pétrole brut et du gaz naturel et les taux de change. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements, qui sont aussi mis à jour annuellement.

Les tests de dépréciation se fondent généralement sur les estimations des réserves utilisées aux fins de planification interne et de prise de décisions en matière d'investissement. 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 sa valeur comptable. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Les biens non prouvés importants font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les biens. 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 provisions pour moins-value sont examinées au moins une fois par an.

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

Capitalisation des intérêts

Les intérêts débiteurs associés aux grands projets d'investissement en cours de construction sont capitalisés dans les immobilisations corporelles. 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 de l'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 constatée au poste *Amortissement et épuisement*, à 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 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 et de commercialisation 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 pas 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 actualisés.

Conversion des devises

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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.

Produits

Les produits 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 produits 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*, à 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* à l'état consolidé des résultats sur la période d'acquisition de chaque attribution. Pour un complément d'information, voir la note 7 afférente aux états financiers consolidés à la page A46.

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.

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 ces secteurs isolables sont fondés sur la nature des activités exercées par chaque secteur et sur 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 des 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 produits 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 une information financière distincte est disponible.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Entrent principalement dans la catégorie des comptes non sectoriels les actifs et les passifs qui ne se rapportent pas spécifiquement aux segments commerciaux, tels que principalement 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. Le résultat net des comptes non sectoriels tient compte principalement des frais de financement, 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 des produits chimiques comprennent des sommes réparties provenant des comptes non sectoriels. Cette répartition est fondée sur la combinaison des frais de gestion, du prorata des charges d'exploitation et de la moyenne des dépenses en immobilisations sur trois ans. 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

en millions de dollars	Secteur amont			Secteur aval			Produits chimiques		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Produits et autres revenus									
Produits d'exploitation (a)	4 674	5 278	4 283	25 077	23 909	19 565	1 302	1 287	1 098
Ventes intersectorielles	4 110	4 460	3 802	2 603	2 784	1 973	299	354	285
Revenus de placement et d'autres sources	46	168	59	81	63	81	-	-	3
	8 830	9 906	8 144	27 761	26 756	21 619	1 601	1 641	1 386
Charges									
Exploration	83	92	191	-	-	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	3 056	3 581	2 692	21 316	21 642	17 169	1 115	1 222	1 009
Production et fabrication	2 704	2 484	2 375	1 569	1 451	1 413	185	179	209
Frais de vente et frais généraux (b)	1	7	5	935	973	918	67	64	63
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	1 338	1 320	1 316	-	-	-
Amortissement et épuisement	498	528	514	242	214	213	12	13	12
Coûts de financement (note 12)	(1)	2	3	-	(1)	1	-	-	-
Total des charges	6 341	6 694	5 780	25 400	25 599	21 030	1 379	1 478	1 293
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	2 489	3 212	2 364	2 361	1 157	589	222	163	93
Impôts sur les bénéfices (note 3)									
Exigibles	72	593	477	486	372	141	67	43	18
Futurs	529	162	123	103	(99)	6	(10)	(2)	6
Total de la charge d'impôts sur les bénéfices	601	755	600	589	273	147	57	41	24
Bénéfice net	1 888	2 457	1 764	1 772	884	442	165	122	69
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 625	3 252	2 494	1 961	1 315	787	127	53	65
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c)	5 518	3 880	3 844	140	166	184	4	4	10
Immobilisations corporelles									
Coût	30 602	25 327	21 990	7 038	6 990	6 933	765	760	758
Amortissement cumulé et épuisement	(10 146)	(9 747)	(9 740)	(3 967)	(3 803)	(3 678)	(576)	(560)	(546)
Immobilisations corporelles, montant net (d)	20 456	15 580	12 250	3 071	3 187	3 255	189	200	212
Total de l'actif (e)	22 317	17 222	13 852	6 409	6 700	6 315	372	397	425

en millions de dollars	Comptes non sectoriels			Éliminations			Chiffres consolidés		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Produits et autres revenus									
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	-	-	31 053	30 474	24 946
Ventes intersectorielles	-	-	-	(7 012)	(7 598)	(6 060)	-	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	8	9	3	-	-	-	135	240	146
	8	9	3	(7 012)	(7 598)	(6 060)	31 188	30 714	25 092
Charges									
Exploration	-	-	-	-	-	-	83	92	191
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	-	(7 011)	(7 598)	(6 059)	18 476	18 847	14 811
Production et fabrication	-	-	-	(1)	-	(1)	4 457	4 114	3 996
Frais de vente et frais généraux (b)	78	124	84	-	-	-	1 081	1 168	1 070
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	-	-	1 338	1 320	1 316
Amortissement et épuisement	9	9	8	-	-	-	761	764	747
Coûts de financement (note 12)	-	2	3	-	-	-	(1)	3	7
Total des charges	87	135	95	(7 012)	(7 598)	(6 060)	26 195	26 308	22 138
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(79)	(126)	(92)	-	-	-	4 993	4 406	2 954
Impôts sur les bénéfices (note 3)									
Exigibles	(32)	(53)	(47)	-	-	-	593	955	589
Futurs	12	19	20	-	-	-	634	80	155
Total de la charge d'impôts sur les bénéfices	(20)	(34)	(27)	-	-	-	1 227	1 035	744
Bénéfice net	(59)	(92)	(65)	-	-	-	3 766	3 371	2 210
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(33)	(131)	(139)	-	-	-	4 680	4 489	3 207
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (c)	21	16	7	-	-	-	5 683	4 066	4 045
Immobilisations corporelles									
Coût	360	339	323	-	-	-	38 765	33 416	30 004
Amortissement cumulé et épuisement	(154)	(144)	(135)	-	-	-	(14 843)	(14 254)	(14 099)
Immobilisations corporelles, montant net (d)	206	195	188	-	-	-	23 922	19 162	15 905
Total de l'actif (e)	704	1 418	314	(438)	(308)	(326)	29 364	25 429	20 580

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

- (a) Comprend les ventes à destination des États-Unis de 4 358 millions de dollars (4 175 millions de dollars en 2011, 3 650 millions de dollars en 2010). Les exportations aux États-Unis ont porté sur les secteurs d'exploitation, principalement dans le secteur amont.
- (b) Comprend des frais de livraison aux clients à partir de l'entreposage final de 254 millions de dollars en 2012 (286 millions de dollars en 2011, 280 millions de dollars en 2010).
- (c) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.
- (d) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 13 846 millions de dollars (9 147 millions de dollars en 2011).
- (e) L'écart d'acquisition a été imputé en entier au secteur aval. Il n'y a eu aucune acquisition ayant donné lieu à un écart d'acquisition, aucune perte de valeur ni aucune radiation à la suite de ventes au cours des trois derniers exercices. La juste valeur utilisée dans les tests quantitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition était de niveau 3 (données non observables).

3. Impôts sur les bénéfices

en millions de dollars	2012	2011	2010
Charge d'impôts exigibles	593	955	589
Passif d'impôts futurs (a)	634	80	155
Total de la charge d'impôts sur les bénéfices (b)	1 227	1 035	744
Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage)	25,5	25,4	27,0
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Variation du taux d'imposition en vigueur	-	-	-
Autres	(0,7)	(1,9)	(1,8)
Taux d'imposition effectif	24,8	23,5	25,2

- (a) 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 2012, 2011 et 2010.
- (b) Les décaissements au titre des impôts sur les bénéfices, plus les crédits à l'investissement, ont totalisé 871 millions de dollars en 2012 (667 millions de dollars en 2011, 603 millions de dollars en 2010).

Les impôts sur les bénéfices (imputés) crédités directement aux autres éléments du revenu étendu s'établissent comme suit :

en millions de dollars	2012	2011	2010
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite :			
Ajustement au titre des avantages postérieurs à la retraite (amortissement non compris)	155	326	74
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées	(68)	(47)	(39)
Total de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite	87	279	35

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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	2012	2011	2010
Amortissement	2 434	1 948	1 790
Forages fructueux et achats de terrains	399	378	330
Prestations de retraite et avantages sociaux	(717)	(720)	(414)
Restauration des lieux	(284)	(267)	(224)
Intérêts capitalisés	53	50	48
Autres	39	51	16
Passif d'impôts futurs	1 924	1 440	1 546
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS	(478)	(560)	(450)
Autres	(49)	(30)	(48)
Actif d'impôts futurs	(527)	(590)	(498)
Provision pour moins-value	-	-	-
Passif d'impôts futurs – montant net	1 397	850	1 048

Économies d'impôt non constatées

Les économies d'impôt non constatées reflètent la différence entre les positions prises ou qui devraient être prises dans les déclarations fiscales et les montants constatés dans les états financiers. 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. Le taux d'imposition effectif de la compagnie sera réduit si l'une de ces économies d'impôt est constatée ultérieurement.

Le tableau qui suit résume l'information sur la variation du montant des économies d'impôt non constatées :

en millions de dollars	2012	2011	2010
Solde au 1 ^{er} janvier	134	147	165
Ajouts au titre de la position fiscale de l'exercice en cours	4	-	-
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	10	20	24
Réductions au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	(3)	(31)	(37)
Réductions en raison du dépassement du délai de prescription	(2)	(2)	(5)
Solde au 31 décembre	143	134	147

Les variations d'économies d'impôt non constatées en 2012, 2011 et 2010 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de 2008 à 2011 de la compagnie sont sujettes à examen par les autorités fiscales. L'Agence du revenu du Canada a proposé certains ajustements aux déclarations de la compagnie pour plusieurs exercices de la période 1994 à 2007. La direction évalue actuellement les ajustements proposés. Elle estime que plusieurs questions en suspens antérieures à 2008 devraient être réglées en 2013. L'incidence de ces questions sur les économies d'impôt non constatées et sur le taux d'imposition effectif ne devrait pas être importante.

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 plupart des employés retraités et leur conjoint survivant 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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 comptables et actuariels généralement reconnus 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	
	2012	2011	2012	2011
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre (en pourcentage)				
Taux d'actualisation	3,75	4,25	3,75	4,25
Augmentation des salaires à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50

en millions de dollars

Variation de l'obligation au titre des prestations projetées				
Obligation au titre des prestations projetées au 1 ^{er} janvier	6 646	5 562	508	421
Coût des services rendus de l'exercice	160	122	8	6
Intérêts débiteurs	288	314	21	23
Pertes (gains) actuariels	616	897	40	81
Modifications	-	86	-	-
Prestations versées (a)	(374)	(335)	(30)	(23)
Obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre	7 336	6 646	547	508
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	6 560	5 970		

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 2013 et dans les années subséquentes.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

en millions de dollars	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011
Variation de l'actif des régimes				
Juste valeur au 1 ^{er} janvier	4 461	4 296		
Rendement (perte) réel de l'actif des régimes	374	93		
Cotisations de la compagnie	594	361		
Prestations versées (b)	(315)	(289)		
Juste valeur au 31 décembre	5 114	4 461		
Excédent (insuffisance) de l'actif par rapport à l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre				
Régimes capitalisés	(1 602)	(1 595)		
Régimes non capitalisés	(620)	(590)	(547)	(508)
Total (c)	(2 222)	(2 185)	(547)	(508)

(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 constaté 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	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Passif à court terme	(24)	(24)	(28)	(24)
Autres obligations à long terme	(2 198)	(2 161)	(519)	(484)
Total constaté	(2 222)	(2 185)	(547)	(508)
Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constitués de ce qui suit :				
Pertes (gains) actuariels – montant net	3 210	2 916	124	92
Coût des services passés	85	107	-	-
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	3 295	3 023	124	92

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 2012, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 6,25 % contre des rendements réels de 7,3 % et de 8,5 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2012.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux d'actualisation	4,25	5,50	6,25	4,25	5,50	6,25
Rendement à long terme de l'actif des régimes	6,25	7,00	7,00	-	-	-
Augmentation des salaires à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50

en millions de dollars

Composantes du coût net des prestations constituées

Coût des services rendus de l'exercice	160	122	102	8	6	5
Intérêts débiteurs	288	314	307	21	23	24
Rendement prévu de l'actif des régimes	(288)	(308)	(275)	-	-	-
Amortissement du coût des services passés	23	21	17	-	-	(1)
Pertes (gains) actuariels constatés	235	162	137	8	3	-
Coût net des prestations constituées de l'exercice	418	311	288	37	32	28

Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

Pertes (gains) actuariels – montant net	530	1 112	302	40	81	(11)
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(235)	(162)	(137)	(8)	(3)	-
Coût des services passés	-	86	-	-	-	-
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(23)	(21)	(17)	-	-	1
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	272	1 015	148	32	78	(10)

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

690 1 326 436 69 110 18

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 36 M\$ en 2012 (36 M\$ en 2011, 37 M\$ en 2010).

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

en millions de dollars	Total des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
	2012	2011	2010
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	(304)	(1 093)	(138)
(Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 3)	87	279	35
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	(217)	(814)	(103)

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 ne détient des actions de l'Impériale que dans la mesure où cela est nécessaire

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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 46 %. La répartition cible pour le volet titres de créance est de 49 %. 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 2012, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

en millions de dollars	Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2012, selon :			
	Total	Prix cotés sur les marchés actifs pour des actifs identiques (niveau 1)	Autres données significatives observables (niveau 2)	Données significatives non observables (niveau 3)
Catégorie d'actif				
Actions				
Canadiennes	811		811	(a)
Internationales	1 657		1 657	(a)
Titres de créance canadiens				
De sociétés	473		473	(b)
Gouvernementaux	1 982		1 982	(b)
Adossés aux actifs	5		5	(b)
Fonds de placements hypothécaires	1			1 (c)
Partenariats de capital de risque	158			158 (d)
Liquidités	27	9	18	(e)
Total des actifs du régime à la juste valeur	5 114	9	4 946	159

- (a) Pour les actions de sociétés détenues sous la forme d'unités de fonds qui sont rachetables à la date d'évaluation, la valeur de l'unité est traitée comme une donnée de niveau 2. La juste valeur des actions détenues par les fonds est basée sur des prix cotés observables sur les bourses actives, qui sont des données de niveau 1.
- (b) Pour les titres de créance de sociétés, gouvernementaux et adossés aux actifs, la juste valeur est basée sur les données observables de transactions comparables du marché.
- (c) Pour les fonds de placements hypothécaires, la juste valeur représente le principal impayé qui est garanti par la Société canadienne d'hypothèques et de logement.
- (d) Pour les investissements dans des partenariats de capital de risque, la juste valeur est généralement déterminée en utilisant les multiples des résultats ou des bénéfices ou d'autres données pertinentes du marché, y compris les premiers appels publics à l'épargne.
- (e) Pour les soldes en espèces qui sont détenus dans des fonds de niveau 2 avant investissement dans les unités de ces fonds, la valeur en espèces est traitée comme une donnée de niveau 2.

Le tableau ci-dessous donne la variation de la juste valeur des actifs de niveau 3 qui reposent sur des données significatives non observables :

en millions de dollars	Fonds de placements hypothécaires	Capital de risque
Juste valeur au 1 ^{er} janvier 2012	1	148
Gains (pertes) nets réalisés	-	(11)
Gains (pertes) nets non réalisés	-	8
Achats (ventes) nets	-	13
Juste valeur au 31 décembre 2012	1	158

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2011, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

		Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2011 selon :		
en millions de dollars	Total	Prix cotés sur les marchés actifs pour des actifs identiques (niveau 1)	Autres données significatives observables (niveau 2)	Données significatives non observables (niveau 3)
Catégorie d'actif				
Actions				
Canadiennes	723		723 (a)	
Internationales	1 408		1 408 (a)	
Titres de créance canadiens				
De sociétés	487		487 (b)	
Gouvernementaux	1 671		1 671 (b)	
Adossés aux actifs	15		15 (b)	
Fonds de placements hypothécaires	1			1 (c)
Partenariats de capital de risque	148			148 (d)
Liquidités	8	6	2 (e)	
Total des actifs du régime à la juste valeur	4 461	6	4 306	149

- (a) Pour les actions de sociétés détenues sous la forme d'unités de fonds qui sont rachetables à la date d'évaluation, la valeur de l'unité est traitée comme une donnée de niveau 2. La juste valeur des actions détenues par les fonds est basée sur des prix cotés observables sur les bourses actives, qui sont des données de niveau 1.
- (b) Pour les titres de créance de sociétés, gouvernementaux et adossés aux actifs, la juste valeur est basée sur les données observables de transactions comparables du marché.
- (c) Pour les fonds de placements hypothécaires, la juste valeur représente le principal impayé qui est garanti par la Société canadienne d'hypothèques et de logement.
- (d) Pour les investissements dans des partenariats de capital de risque, la juste valeur est généralement déterminée en utilisant les multiples des résultats ou des bénéfices ou d'autres données pertinentes du marché, y compris les premiers appels publics à l'épargne.
- (e) Pour les soldes en espèces qui sont détenus dans des fonds de niveau 2 avant investissement dans les unités de ces fonds, la valeur en espèces est traitée comme une donnée de niveau 2.

Le tableau ci-dessous donne la variation de la juste valeur des actifs de niveau 3 qui reposent sur des données significatives non observables :

en millions de dollars	Fonds de placements hypothécaires	Capital de risque
Juste valeur au 1 ^{er} janvier 2011	1	110
Gains (pertes) nets réalisés	-	(8)
Gains (pertes) nets non réalisés	-	27
Achats (ventes) nets	-	19
Juste valeur au 31 décembre 2011	1	148

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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	Prestations de retraite	
	2012	2011
Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations constituées est supérieure à l'actif du régime :		
Obligation au titre des prestations projetées	6 716	6 056
Obligation au titre des prestations constituées	6 025	5 436
Juste valeur de l'actif des régimes	5 114	4 461
Obligation au titre des prestations constituées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime	911	975
Régimes non capitalisés couverts par les réserves comptables :		
Obligation au titre des prestations projetées	620	590
Obligation au titre des prestations constituées	535	534

Amortissement estimatif du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2013

en millions de dollars	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
Pertes (gains) actuariels – montant net (a)	246	10
Coût des services passés (b)	23	

(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	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
2013	335	28
2014	345	28
2015	356	28
2016	366	28
2017	376	28
2018 à 2022	1 989	144

Pour l'exercice 2013, la compagnie compte cotiser environ 680 M\$ en espèces à ses régimes de retraite.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Taux de rendement de l'actif des régimes :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(45)	45
Taux d'actualisation :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(75)	95
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	(980)	1 235
Taux d'augmentation des salaires :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	45	(40)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	225	(200)

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

Hausse (baisse) en millions de dollars	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Incidences sur le coût des services passés et les intérêts débiteurs	3	(3)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	49	(40)

5. Autres obligations à long terme

en millions de dollars	2012	2011
Avantages de retraite (note 4) (a)	2 717	2 645
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b)	957	914
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7)	117	125
Autres obligations	192	192
Total des autres obligations à long terme	3 983	3 876

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 52 millions de dollars à titre de passif à court terme (48 millions de dollars en 2011).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprennent aussi 168 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (145 millions de dollars en 2011).

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations imputées pour l'exercice étaient des évaluations de la juste valeur de niveau 3 (données non observables). 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	2012	2011
Solde au 1 ^{er} janvier	936	773
Ajouts	61	217
Réduction suite à la vente de biens	(8)	-
Charge de désactualisation	86	46
Règlement	(109)	(100)
Solde au 31 décembre	966	936

6. 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 maintient un système de contrôle qui comprend une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur dérivés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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 (données observables).

7. Régimes d'intéressement à base d'actions

Les régimes 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.

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 moyenne des cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto sur les cinq jours précédant immédiatement et incluant la date d'exercice. Dans les trois ans qui suivent la date de leur attribution, 50 % des unités sont exercées, le reste étant exercé sept ans après la date d'attribution. La compagnie peut aussi émettre des unités pouvant être exercées à 50 % cinq ans après la date d'attribution, les unités restantes pouvant être exercées dix ans après 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 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 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. Pour exercer les unités d'actions à dividende différé, le bénéficiaire doit avoir démissionné à titre d'administrateur, la date limite pour les exercer étant fixée au 31 décembre de l'année qui suit la démission. À la date d'exercice, la valeur en argent à recevoir pour les unités est déterminée d'après la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie sur les cinq jours de bourse consécutifs 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 a été modifié dans le cas des unités attribuées à des résidents du Canada en 2002 et les années subséquentes, et offre désormais au bénéficiaire 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 % cinq ans après la date d'attribution, et les unités restantes pouvant être exercées dix ans après la date d'attribution ou la date de retraite du prestataire, 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 constatée dans l'état consolidé des résultats, répartie sur la période d'acquisition de chaque attribution.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

Le tableau ci-dessous résume l'information sur ces unités pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 :

	Unités d'actions restreintes	Unités d'actions à dividende différé
En cours au 1 ^{er} janvier 2012	9 333 713	72 297
Attribuées	1 789 950	13 208
Exercées	(2 155 999)	-
Confisquées et annulées	(24 560)	-
En cours au 31 décembre 2012	8 943 104	85 505

La charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes s'est chiffrée à 58 M\$, à 91 M\$ et à 57 M\$ respectivement pour les exercices clos les 31 décembre 2012, 2011 et 2010. L'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour ces régimes s'est chiffrée à 20 M\$, à 33 M\$ et à 27 M\$ respectivement pour les exercices clos les 31 décembre 2012, 2011 et 2010. Des paiements au comptant de 97 M\$, de 173 M\$ et de 152 M\$ au titre de ces régimes ont été faits en 2012, 2011 et 2010, respectivement.

Au 31 décembre 2012, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions non acquises qui n'étaient pas acquises s'élevait à 204 M\$, 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 non acquises est de 3,7 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2012.

Options sur actions

En avril 2002, dans le cadre d'un régime d'intéressement, des options sur actions ont été attribuées pour l'achat d'actions ordinaires de la compagnie. Dans le cas des options exercées après le fractionnement d'actions à raison de trois pour une, auquel la compagnie a procédé en mai 2006, celle-ci a offert aux porteurs de ces options le droit d'acquérir trois actions pour chaque option sur action initiale. Le prix d'exercice est de 15,50 \$ l'action (prix ajusté pour tenir compte du fractionnement d'actions à raison de trois pour une). Tous les droits d'options sur actions attribuées à titre incitatif avaient été acquis en date du 31 décembre 2012. La compagnie n'a pas émis d'options sur actions à titre d'intéressement depuis 2002 et ne compte pas le faire à l'avenir.

Puisque les attributions d'options sur actions à titre d'intéressement ont été acquises avant la date d'entrée en vigueur de la recommandation officielle actuelle relative à la comptabilisation de la rémunération à base d'actions, elles continuent à être constatées selon la méthode prescrite auparavant. Selon cette méthode, la charge de rémunération n'est pas constatée, puisque le prix d'exercice des options correspond au cours du marché à la date de l'attribution.

La compagnie a racheté des actions sur le marché pour compenser entièrement l'effet dilutif de l'exercice des options sur actions. Cette pratique peut être abandonnée sans préavis.

Le tableau ci-dessous résume l'information sur les options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 :

	Unités	Prix d'exercice (en dollars)	Durée contractuelle restante (en années)
Options sur actions			
En cours au 1 ^{er} janvier 2012	2 775 708	15,50	0,3
Attribuées	-		
Exercées	(2 775 708)	15,50	
Confisquées et annulées	-		
En cours au 31 décembre 2012	-		

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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	2012	2011	2010
Produit de la vente d'actifs	226	314	144
Valeur comptable des actifs vendus	132	117	49
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a)	94	197	95
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a)	72	153	80

(a) En 2011, la compagnie a réalisé un gain de 104 millions de dollars (76 millions de dollars après impôts) à la vente de sa participation dans des propriétés à gaz peu profond dans la région de Medicine Hat, en Alberta, dans la propriété productrice de gaz naturel de Coleville-Hoosier, en Saskatchewan, et dans la propriété productrice de Rainbow Lake, en Alberta. Toujours en 2011, la compagnie a enregistré un gain de 55 millions de dollars (40 millions de dollars après impôts) sur l'échange de concessions de sables pétrolifères avec un tiers.

9. Litiges et autres éventualités

Diverses poursuites ont été intentées à l'encontre de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée 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 ces éventualités. 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. Quand on peut 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 quand 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. Dans le cas des éventualités dont une issue défavorable est raisonnablement possible et qui sont importantes, la compagnie dévoile la nature de l'éventualité et, quand c'est possible, elle fournit une estimation de la perte possible. Aux fins de la déclaration des éventualités, le qualificatif « importantes » couvre les éventualités importantes ainsi que celles qui devraient 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 l'encontre de la compagnie 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, définies par les normes comptables, représentent des engagements à long terme qui ne sont pas résiliables ou qui ne le sont que dans certaines circonstances et que des tiers ont utilisées pour assurer le financement des immobilisations qui fourniront les biens et services prévus au contrat.

en millions de dollars	Paiements exigibles par exercice					Après 2017	Total
	2013	2014	2015	2016	2017		
Obligations d'achat inconditionnel (a)	77	55	54	54	54	176	470

(a) Les obligations non actualisées de 470 millions de dollars ont essentiellement trait à des conventions de débit pipelinier. Les paiements en vertu d'obligations d'achat inconditionnel se sont élevés à 86 millions de dollars (73 millions de dollars en 2011, 78 millions de dollars en 2010). La valeur actualisée de ces engagements, compte non tenu des intérêts théoriques de 97 millions de dollars, s'établissait à 373 millions de dollars.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

10. Actions ordinaires

en milliers d'actions	Au 31 décembre 2012	Au 31 décembre 2011
Autorisées	1 100 000	1 100 000

De 1995 à 2011, la compagnie a racheté des actions dans le cours normal de ses activités, en vertu de dix-sept programmes de rachat d'actions d'une durée de 12 mois et d'une offre d'achat par adjudication. Un autre programme de rachat d'actions d'une durée de 12 mois a été lancé dans le cours normal des activités le 25 juin 2012, permettant à la compagnie de racheter environ 42 millions d'actions incluant les actions achetées d'Exxon Mobil Corporation et les actions achetées dans le cadre du régime d'épargne des employés et du régime de retraite de la compagnie. Le résultat de ces opérations est présenté ci-dessous.

Exercice	Actions achetées (en milliers)	En millions de dollars
1995 à 2010	902 503	15 521
2011	1 262	59
2012	2 776	128
Achats cumulatifs à ce jour	906 541	15 708

Exxon Mobil Corporation a pris part à ces programmes de manière à maintenir sa participation dans l'Impériale à 69,6 %.

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 :

	En milliers d'actions	En millions de dollars
Solde au 1 ^{er} janvier 2010	847 599	1 508
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	208	3
Achats à la valeur attribuée	(208)	-
Solde au 31 décembre 2010	847 599	1 511
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	1 262	19
Achats à la valeur attribuée	(1 262)	(2)
Solde au 31 décembre 2011	847 599	1 528
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	2 776	43
Achats à la valeur attribuée	(2 776)	(5)
Solde au 31 décembre 2012	847 599	1 566

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

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

	2012	2011	2010
Bénéfice net par action ordinaire – résultat de base			
Bénéfice net (en millions de dollars)	3 766	3 371	2 210
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,7	847,7	847,6
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	4,44	3,98	2,61
Bénéfice net par action ordinaire – résultat dilué			
Bénéfice net (en millions de dollars)	3 766	3 371	2 210
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,7	847,7	847,6
Effet des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	3,4	5,9	6,6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	851,1	853,6	854,2
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	4,42	3,95	2,59

11. Informations financières diverses

Le bénéfice net de 2012 a inclus un gain après impôts de 45 M\$ (gain de 10 M\$ en 2011, gain de 38 M\$ en 2010), attribuable à l'effet des changements sur les stocks évalués selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). Selon les estimations, le coût de remplacement des stocks en date du 31 décembre 2012 dépassait la valeur comptable DEPS de 1 769 M\$ (2 196 M\$ en 2011). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

en millions de dollars	2012	2011
Pétrole brut	473	448
Produits pétroliers	284	247
Produits chimiques	60	57
Gaz naturel et autres produits	10	10
Total des stocks de pétrole brut et de produits	827	762

En 2012, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 147 M\$ (120 M\$ en 2011, 97 M\$ en 2010). Ces coûts sont compris dans les charges, en raison du caractère incertain des avantages futurs.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation comprennent des dividendes de 1 M\$ touchés sur des placements en actions en 2012 (3 M\$ en 2011, 9 M\$ en 2010).

Les comptes créditeurs et charges à payer comprenaient les taxes courues autres que des impôts sur les bénéfices de 377 M\$ au 31 décembre 2012 (540 M\$ en 2011).

12. Coûts de financement

en millions de dollars	2012	2011	2010
Intérêts sur la dette	20	16	6
Intérêts capitalisés	(20)	(16)	(6)
Intérêts débiteurs – montant net	-	-	-
Autres intérêts	(1)	3	7
Total des coûts de financement (a)	(1)	3	7

(a) En 2012, les paiements d'intérêt se sont élevés à 20 millions de dollars (16 millions de dollars en 2011, 12 millions de dollars en 2010). En 2012, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 1,1 % (1,0 % en 2011).

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

13. Immobilisations louées

Au 31 décembre 2012, la compagnie était liée par des contrats de location-exploitation non résiliables visant des immeubles de bureaux, des wagons-citernes, des stations-service et d'autres biens assortis d'engagements locatifs minimaux non actualisés s'élevant à 511 M\$, comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars	Paiements exigibles par exercice					Après 2017	Total
	2013	2014	2015	2016	2017		
Paiements de loyers en vertu d'engagements minimaux (a)	180	144	107	32	23	25	511

(a) En 2012, les charges locatives découlant des contrats de location-exploitation résiliables et non résiliables se sont élevées à 271 millions de dollars (226 millions de dollars en 2011, 173 millions de dollars en 2010). Les revenus locatifs connexes n'étaient pas importants.

14. Dette à long terme

en millions de dollars	Au 31 décembre 2012	Au 31 décembre 2011
Dette à long terme (a)	1 040	820
Contrats de location-acquisition (b)	135	23
Total de la dette à long terme	1 175	843

- (a) Emprunt en vertu d'une entente existante de prêt à taux variable à long terme avec une filiale d'Exxon Mobil Corporation (« ExxonMobil ») qui prévoit un prêt à la compagnie par ExxonMobil jusqu'à concurrence de 5 milliards de dollars (canadiens) 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. Le taux d'intérêt effectif moyen du prêt s'est établi à 1,3 % en 2012.
- (b) Les obligations locatives capitalisées consistent principalement en des contrats de location-acquisition pour le transport par pipeline et en des conventions relatives aux services maritimes. Le taux d'intérêt théorique moyen a été de 9,6 % en 2012 (11,4 % en 2011). Les obligations locatives capitalisées comprennent aussi 7 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (4 millions de dollars en 2011). Les paiements en capital sur les contrats de location-acquisition s'élèvent à environ 7 millions de dollars par an et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2013.

Au troisième trimestre de 2012, la compagnie a porté le montant de sa marge de crédit bancaire à long terme de 200 M\$ à 300 M\$, et en a reporté la date d'échéance jusqu'au mois d'août 2014. Après la fin d'année, soit en février 2013, cette marge de crédit bancaire à long terme a été augmentée de 200 M\$ pour être portée à 500 M\$, la date d'échéance demeurant inchangée. La compagnie ne s'est pas prévaluée de cette marge.

En février 2013, la compagnie a augmenté sa dette à long terme de 1,3 G\$ en se prévalant d'une marge de crédit existante auprès d'une société affiliée de la société Exxon Mobil, et a augmenté sa dette à court terme de 0,5 G\$ en émettant de nouveaux billets de trésorerie. La majeure partie de l'augmentation de la dette a servi à financer la participation de 50 % de la compagnie dans l'acquisition de Celtic.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

15. Comptabilisation des coûts des puits d'exploration suspendus

La compagnie poursuit la capitalisation des coûts des puits d'exploration au-delà d'un an après la complétion du puits si a) le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production et si b) la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Le terme « projet », tel qu'il est utilisé dans le présent rapport, n'a pas nécessairement le même sens que celui donné dans la règle 13q-1 de la SEC ayant trait à la déclaration des paiements au gouvernement. À titre d'exemple, la notion d'un seul projet aux fins de la règle peut englober de nombreuses propriétés, des ententes, des investissements, des développements, des phases, des travaux, des activités et des composantes, qui peuvent tous être désignés de façon non officielle sous le nom de « projet ».

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.

Changement des coûts capitalisés des puits d'exploration suspendus :

en millions de dollars	2012	2011	2010
Solde au 1 ^{er} janvier	163	120	45
Ajouts en attendant l'établissement de réserves prouvées	16	43	75
Passés en charges	-	-	-
Reclassification en puits, installations et équipement reposant sur l'établissement de réserves prouvées	(12)	-	-
Solde au 31 décembre	167	163	120

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

en millions de dollars	2012	2011	2010
Coûts capitalisés pendant un an ou moins	16	43	75
Coûts capitalisés pendant un an à cinq ans	151	120	45
Coûts capitalisés pendant plus d'un an	151	120	45
Total	167	163	120

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.

	2012	2011	2010
Nombre de projets pour lesquels le premier puits capitalisé a été foré au cours des 12 mois précédents	-	1	-
Nombre de projets pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois	1	1	1
Total	1	2	1

Le projet pour lequel les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois au 31 décembre 2012 a fait l'objet de forages au cours des 12 mois qui précédaient.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

16. Opérations avec les apparentés

Les produits et les charges de la compagnie comprennent aussi les résultats d'opérations conclues avec Exxon Mobil Corporation et ses sociétés apparentées (« ExxonMobil ») dans le cours normal des activités. Ces opérations, conclues dans des conditions aussi favorables qu'elles l'auraient été entre parties sans lien de dépendance, ont porté principalement sur l'achat et la vente de pétrole brut, 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 et il n'y a pas d'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. Leur total n'est pas important dans l'ensemble.

Au 31 décembre 2012, la compagnie avait emprunté 1 040 M\$ (820 M\$ en 2011) auprès d'ExxonMobil. (Pour plus de détails, voir la note 14, *Dette à long terme*, page A51.)

Au 31 décembre 2012, la compagnie avait prêté 4 M\$ (18 M\$ en 2011) à Montreal Pipe Line Limited, dans laquelle elle détient une participation, pour le financement de sa quote-part des programmes de dépenses en immobilisations de l'entreprise et pour les besoins de son fonds de roulement.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (suite)

17. Événement postérieur

Description de la transaction : Le 26 février 2013, ExxonMobil Canada a fait l'acquisition de la société Celtic Exploration Ltd. (« Celtic »). Immédiatement après cette acquisition, l'Impériale a racheté à ExxonMobil Canada une participation de 50 % dans Celtic pour la somme de 1,6 G\$, laquelle a été financée par des emprunts auprès d'apparentés et de tiers. (Pour plus de détails à ce sujet, voir la note 14). Dans le même temps, une société en nom collectif a été créée pour détenir et exploiter l'actif de Celtic. Les activités de Celtic comprennent l'exploration, la production, le transport et la vente du gaz naturel, du pétrole brut, des condensats et des liquides de gaz naturel.

Comptabilisation de l'actif acquis et du passif repris : L'Impériale a utilisé la méthode de l'acquisition pour comptabiliser sa quote-part de l'actif acquis et du passif repris de Celtic. La méthode de l'acquisition exige, entre autres choses, que l'actif acquis et le passif repris soient comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition. Celle-ci étant très rapprochée de la date prévue pour le dépôt du formulaire 10-K de 2012, la juste valeur de l'actif acquis et du passif repris n'a pu être établie avant la date de dépôt du formulaire 10-K. En conséquence, la compagnie indiquera la juste valeur définitive de ces éléments sur le formulaire 10-Q du premier trimestre de 2013.

Incidence pro forma de l'acquisition : Les données pro forma non auditées concernant les revenus, le résultat net et le résultat de base et dilué par action, comme si l'acquisition avait eu lieu au début de 2012, ne sont pas présentées parce que leur effet sur les résultats financiers consolidés de l'Impériale pour 2012 n'aurait pas été important.

Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité)

L'information figurant aux pages A55 et A57 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 et celle de 70,96 % dans les réserves prouvées de bitume du projet Kearl sont incluses comme faisant partie des réserves prouvées totales de pétrole et de gaz conformément aux règles des *U.S. Securities and Exchange Commission* (SEC) et *U.S. Financial Accounting Standards Board* (FASB). De même, la quote-part de la compagnie des réserves prouvées de brut synthétique de Syncrude et celle des réserves prouvées de bitume de Kearl sont comprises dans le calcul de la mesure standard normalisée des flux de trésorerie actualisés. 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, Kearl et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

Résultats d'exploitation

en millions de dollars	2012	2011	2010
Ventes aux clients (a)	2 074	2 185	2 094
Ventes intersectorielles (a) (b)	3 534	3 828	3 165
	5 608	6 013	5 259
Frais de production	2 589	2 352	2 225
Frais d'exploration	83	90	190
Amortissement et épuisement	498	530	521
Impôts sur les bénéfices	584	718	591
Résultats d'exploitation	1 854	2 323	1 732

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

en millions de dollars	2012	2011	2010
Frais afférents aux biens (c)			
Prouvés	-	-	-
Non prouvés	33	114	70
Frais d'exploration	109	133	260
Frais de mise en valeur	5 125	3 792	3 515
Total des dépenses en acquisitions de biens fonciers, frais d'exploration et frais de mise en valeur	5 267	4 039	3 845

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'année. Les frais engagés comprennent également les nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations établies au cours de l'année 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.

Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité)

Coûts capitalisés

en millions de dollars	2012	2011
Frais afférents aux biens (c)		
Prouvés	2 974	2 984
Non prouvés	616	636
Actif de production	13 322	12 735
Construction inachevée	13 062	8 876
Coût total capitalisé	29 974	25 231
Amortissement cumulé et épuisement	(10 140)	(9 740)
Coûts nets capitalisés	19 834	15 491

- (a) Le gaz naturel et les liquides de gaz naturel achetés à des 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 frais afférents aux 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.

Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité)

Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés

Comme l'exige le FASB, la mesure normalisée des flux de trésorerie nets 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 futurs prévus de la compagnie devant être obtenus de la mise en valeur et de 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	2012	2011	2010
Flux de trésorerie futurs	227 253	224 130	158 835
Frais de production futurs	(83 600)	(82 903)	(62 051)
Frais de mise en valeur futurs	(31 051)	(27 259)	(16 920)
Impôts futurs sur les bénéfices	(25 902)	(26 671)	(18 765)
Flux de trésorerie nets futurs	86 700	87 297	61 099
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(61 864)	(61 277)	(39 848)
Flux de trésorerie futurs actualisés	24 836	26 020	21 251

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	26 020	21 251	13 375
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production	(3 116)	(3 764)	(3 130)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production	(6 810)	2 845	4 217
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	2 698	1 694	(2)
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	5 086	3 583	3 360
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	(805)	165	4 085
Accroissement de l'actualisation	997	1 725	998
Variation nette des impôts sur les bénéfices	766	(1 479)	(1 652)
Variation nette	(1 184)	4 769	7 876
Solde à la fin de l'exercice	24 836	26 020	21 251

Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité)

Réserves prouvées nettes (a)

	Liquides (b) en millions de barils	Gaz naturel en milliards de pieds cubes	Pétrole synthétique en millions de barils	Bitume en millions de barils	Total en équivalent pétrole (c) en millions de barils
Au début de l'exercice 2010	63	590	691	1 661	2 513
Révisions	2	80	14	96	125
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	(2)	-	-	-
Découvertes et extensions	-	1	-	-	-
Production	(8)	(93)	(24)	(42)	(89)
À la fin de l'exercice 2010	57	576	681	1 715	2 549
Révisions	4	11	(4)	36	38
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	(103)	-	-	(17)
Découvertes et extensions	-	21	-	706	709
Production	(6)	(83)	(24)	(44)	(88)
À la fin de l'exercice 2011	55	422	653	2 413	3 191
Révisions	5	98	(29)	239	231
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	(7)	-	-	(1)
Découvertes et extensions	-	47	-	234	242
Production	(7)	(72)	(25)	(45)	(89)
À la fin de l'exercice 2012	53	488	599	2 841	3 574
Réserves prouvées nettes mises en valeur incluses ci-dessus, en date du					
1 ^{er} janvier 2010	62	526	691	468	1 309
31 décembre 2010	56	507	681	519	1 340
31 décembre 2011	55	360	653	519	1 287
31 décembre 2012	52	373	599	543	1 256
Réserves prouvées nettes non mises en valeur incluses ci-dessus, en date du					
1 ^{er} janvier 2010	1	64	-	1 193	1 204
31 décembre 2010	1	69	-	1 196	1 209
31 décembre 2011	-	62	-	1 894	1 904
31 décembre 2012	1	115	-	2 298	2 318

(a) Les réserves nettes sont la quote-part de la compagnie après déduction des parts des propriétaires ou gouvernements ou les deux. Toutes les réserves déclarées se trouvent 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, le condensat 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 6 millions de pieds cubes pour mille barils.

L'information qui précède décrit les variations au cours des exercices et les soldes des réserves prouvées de pétrole et de gaz à la fin des exercices 2010, 2011 et 2012. 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 sont les quantités de pétrole et de gaz que l'on peut estimer avec une certitude raisonnable, après analyse des données géologiques et techniques, 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.

Renseignements complémentaires sur la prospection et la production de pétrole et de gaz (non audité)

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 ont été calculés en utilisant les 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 estimés précédemment de réserves prouvées 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 de modifications des prix et des coûts servant à calculer les réserves. Ces révisions peuvent aussi comprendre d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou de la capacité des installations et du matériel de production.

En 2012, les quantités indiquées dans la catégorie *Découvertes et extensions* sous les réserves prouvées sont dues à l'enregistrement initial de l'extension approuvée du projet Nabiye à Cold Lake. Les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume et de gaz naturel résultent surtout d'un élargissement du périmètre de mise en valeur à Cold Lake. Les révisions relatives au bitume tiennent compte également de l'impact des redevances à Kearl.

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 économique 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 le pétrole synthétique, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux moyens de redevances pour la durée économique du projet en y incorporant les amendements à l'accord Syncrude avec la Couronne. 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.

Données financières et sur la négociation d'actions par trimestre ^(a)

	2012				2011			
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Données financières (en millions de dollars)								
Total des produits et autres revenus	7 533	7 515	8 336	7 804	6 871	7 774	7 945	8 124
Total des charges	6 181	6 675	6 949	6 390	5 820	6 815	6 813	6 860
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 352	840	1 387	1 414	1 051	959	1 132	1 264
Impôts sur les bénéfices	337	205	347	338	270	233	273	259
Bénéfice net	1 015	635	1 040	1 076	781	726	859	1 005
Bénéfice net sectoriel (en millions de dollars)								
Secteur amont	542	360	498	488	528	624	534	771
Secteur aval	455	232	536	549	276	64	272	272
Produits chimiques	35	49	37	44	38	36	37	11
Comptes non sectoriels et autres	(17)	(6)	(31)	(5)	(61)	2	16	(49)
Bénéfice net	1 015	635	1 040	1 076	781	726	859	1 005
Données par action (en dollars)								
Bénéfice net – résultat de base	1,20	0,75	1,22	1,27	0,92	0,86	1,01	1,19
Bénéfice net – résultat dilué	1,19	0,75	1,22	1,26	0,91	0,85	1,01	1,18
Dividendes (déclarés trimestriellement)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11
Cours de l'action (en dollars) (b)								
Bourse de Toronto								
Haut	49,26	46,68	48,32	46,25	54,00	52,67	46,23	45,52
Bas	43,72	39,77	41,43	41,44	39,06	42,79	35,56	34,15
À la clôture	45,32	42,59	45,25	42,73	49,54	44,92	37,64	45,39
NYSE MKT (en dollars américains) (b)								
Haut	49,32	47,36	50,00	47,02	55,63	55,00	48,09	44,73
Bas	43,72	38,16	40,50	42,06	39,32	43,49	34,51	32,18
À la clôture	45,39	41,72	46,03	43,00	51,07	46,59	36,11	44,48
Actions négociées (en milliers) (c)	64 643	66 394	52 065	44 615	86 357	76 970	79 786	74 744

(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, une filiale de NYSE Euronext. 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 est déterminé d'après l'ensemble des opérations réalisées à ces deux bourses.