



TROISIÈME TRIMESTRE 2013

**ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE
ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

POUR LES NEUF MOIS TERMINÉS LE 30 SEPTEMBRE 2013



RAPPORT DE GESTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Comparaison des troisièmes trimestres de 2013 et de 2012

Le bénéfice net de la compagnie pour le troisième trimestre de 2013 s'est élevé à 647 M\$ ou 0,76 \$ par action sur une base diluée, comparativement à 1 040 M\$ ou 1,22 \$ par action pour le trimestre correspondant de 2012.

Le bénéfice net du secteur Amont du troisième trimestre s'est établi à 604 M\$, en hausse de 106 M\$ par rapport à la période correspondante de 2012. Ces résultats supérieurs sont essentiellement attribuables aux prix plus élevés obtenus pour les liquides, ce qui a ajouté environ 350 M\$. Ces résultats ont été partiellement annulés par la diminution de la production et la hausse des coûts à Syncrude, en raison surtout des activités d'entretien systématique qui ont totalisé environ 150 M\$ et des redevances plus élevées d'environ 85 M\$.

L'écart entre les prix du Brent, un brut de référence courant sur les marchés pétroliers de la côte Atlantique, et du West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain, s'est rétréci pour se limiter à 4,54 \$ le baril en dollars américains au troisième trimestre de 2013, comparativement à 17,37 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pendant que les remises sur le WTI diminuaient, les prix moyens en dollars canadiens obtenus par la compagnie sur les ventes de pétrole brut classique et de pétrole brut synthétique augmentaient d'environ 21 % et 26 %, respectivement. Le prix moyen en dollars canadiens obtenu pour le bitume au cours du troisième trimestre de 2013 a en outre augmenté d'environ 36 %, passant à 81,21 \$ le baril en raison du rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, s'établissant à 2,66 \$ le millier de pieds cubes au cours du troisième trimestre de 2013, était en hausse d'environ 0,48 \$ le millier de pieds cubes par rapport à la même période de 2012. Le rétrécissement important de l'écart entre le prix du Brent et le prix du WTI a en outre eu une incidence défavorable sur les marges de raffinage et les bénéfices du secteur Aval.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 147 000 barils par jour contre 152 000 pour la même période de l'exercice précédent. La baisse des volumes est surtout attribuable à la nature cyclique de l'injection de vapeur et des de la production connexe à Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude au cours du troisième trimestre s'est élevée à 57 000 barils par jour, contre 78 000 au cours du troisième trimestre de 2012. Les travaux d'entretien systématique ont été menés à terme, et l'unité de cokéfaction révisée a repris son activité normale au cours du trimestre.

La quote-part de la compagnie dans la production brute dans le cadre de la mise en valeur initiale de Kearl s'est établie à 23 000 barils par jour. Tout au long du trimestre, nous avons continué d'accroître la fiabilité de l'équipement. La production brute moyenne s'est établie à 11 000, 43 000 et 45 000 barils par jour en juillet, août et septembre, respectivement. Nous avons fermé l'usine du 22 septembre au 8 octobre pour accroître la fiabilité de l'équipement et préparer les

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

RAPPORT DE GESTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

installations aux défis que pourrait poser le climat lors de notre première saison d'exploitation hivernale. Après la réouverture de l'usine, le débit s'est établi en moyenne à 80 000 barils bruts par jour, avec une production actuelle de 100 000 barils par jour. La production devrait atteindre 110 000 barils bruts par jour (la quote-part de l'Impériale s'établissant à 78 000 barils) d'ici à la fin de l'année. Comme il a déjà été annoncé, les ventes de bitume dilué ont débuté au cours du troisième trimestre, le bitume dilué provenant de Kearn étant traité dans les raffineries de la compagnie et celles d'ExxonMobil et donnant les résultats prévus.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 22 000 barils par jour au cours du troisième trimestre, en regard de 19 000 barils pour la période correspondante de 2012.

La production brute de gaz naturel au troisième trimestre de 2013 a été de 211 millions de pieds cubes par jour, contre 188 millions de pieds cubes au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse de la production reflète les apports provenant de l'acquisition de Celtic (XTO Energy Canada) plus tôt dans l'année et du projet pilote de Horn River, qui ont compensé amplement la diminution naturelle du rendement des gisements.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 46 M\$ au troisième trimestre, en baisse de 490 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2012. Ce recul est essentiellement attribuable à une baisse importante des marges de raffinage, ce qui a amputé les résultats d'environ 565 M\$. Il a toutefois été atténué par les effets favorables de l'amélioration des opérations de raffinage et la hausse des marges commerciales.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a été de 39 M\$ au troisième trimestre, dans la lignée des 37 M\$ du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 42 M\$ au troisième trimestre, comparativement à un solde négatif de 31 M\$ pour la période correspondante de 2012 en raison de modifications apportées aux charges liées à la rémunération à base d'actions.

Comparaison des trois premiers trimestres de 2013 et de 2012

Le bénéfice net au cours des neuf premiers mois de 2013 s'est établi à 1 772 M\$ ou 2,08 \$ par action sur une base diluée, en regard 2 690 M\$ ou 3,16 \$ par action au cours des trois premiers trimestres de 2012.

Ces résultats inférieurs découlent essentiellement d'une baisse importante des marges de raffinage qui a retranché environ 720 M\$ aux résultats, de la hausse d'environ 175 M\$ des frais de démarrage et de fonctionnement de Kearn, et de la diminution de la production et de la hausse des coûts d'entretien à Syncrude qui ont totalisé environ 150 M\$. Les résultats des neuf premiers mois de 2013 comprenaient également une charge sans décaissement de 264 M\$ après impôts associée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Ces facteurs

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

RAPPORT DE GESTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

ont été partiellement annulés par les prix plus élevés obtenus pour les liquides, ce qui a ajouté environ 210 M\$ aux résultats, par l'amélioration des opérations de raffinage et la diminution des activités d'entretien des raffineries, qui ont compté pour environ 115 M\$, et une baisse des redevances d'environ 110 M\$ en raison du recouvrement plus élevé des coûts sur les investissements.

Le bénéfice net du secteur Amont pour les neuf premiers mois de 2013 s'est établi à 1 301 M\$, comparativement à 1 400 M\$ en 2012. Ces résultats inférieurs découlent principalement de la hausse des frais associés à Kearn, qui se sont élevés à environ 175 M\$, la production du troisième trimestre n'ayant pas suffi à compenser les frais de démarrage et d'exploitation depuis le début de l'année, la diminution de la production et la hausse des coûts d'entretien à Syncrude, qui ont retranché environ 150 M\$, et la baisse de la production de bitume et la hausse des coûts d'entretien à Cold Lake, qui ont totalisé environ 85 M\$. Ces facteurs ont été atténués par la hausse des prix obtenus pour les liquides, qui a compté pour environ 210 M\$, et par une baisse des redevances d'environ 110 M\$ en raison du recouvrement plus élevé des coûts sur les investissements.

L'écart entre les prix du Brent, un brut de référence courant sur les marchés pétroliers de la côte Atlantique, et du West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain, s'est rétréci pour se limiter à 10,20 \$ le baril en dollars américains au cours des neuf premiers mois de 2013, comparativement à 15,91 \$ le baril pendant la période correspondante de l'exercice précédent. Pendant que les remises sur le pétrole brut WTI diminuaient, les prix moyens en dollars canadiens obtenus par la compagnie sur les ventes de pétrole brut classique et de pétrole brut synthétique augmentaient d'environ 8 % et 11 %, respectivement. Le prix moyen en dollars canadiens obtenu par la compagnie sur les ventes de bitume a en outre augmenté d'environ 5 % au cours des premiers neuf mois de 2013, passant à 63,86 \$ le baril. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 3,21 \$ le millier de pieds cubes au cours des trois premiers trimestres de 2013, était en hausse de 1,09 \$ le millier de pieds cubes par rapport à la même période de 2012.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 152 000 barils par jour contre 154 000 au cours des trois premiers trimestres de 2012. Cette légère baisse est attribuable à la nature cyclique de l'injection de vapeur et de la production connexe de l'usine de Cold Lake.

Au cours des neuf premiers mois de l'année, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 63 000 barils par jour contre 70 000 en 2012. Ce sont principalement les activités d'entretien systématique exécutées au cours du troisième trimestre de 2013 qui ont contribué à la baisse de production.

La quote-part de la compagnie dans la production brute provenant du développement initial de Kearn s'est établie à 9 000 barils par jour depuis le début de 2013.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 21 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de l'année, en regard de 20 000 barils pour la période correspondante de 2012.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

RAPPORT DE GESTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

La production brute de gaz naturel des neuf premiers mois de 2013 s'est élevée à 201 millions de pieds cubes par jour, contre 194 millions de pieds cubes pour la période correspondante de 2012. La hausse du volume de production reflète les apports provenant de l'acquisition de Celtic et du projet pilote de Horn River, qui ont compensé amplement la diminution naturelle du rendement des gisements.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 427 M\$, en regard de 1 223 M\$ au cours de la période correspondante de 2012. Les résultats ont souffert de la baisse marquée des marges de raffinage, ce qui a retranché environ 720 M\$ aux résultats en raison du rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole brut Brent et le pétrole brut WTI. Les résultats des neuf premiers mois de 2013 incluaient également une charge sans décaissement de 264 M\$ après impôts pour la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Ces facteurs ont été annulés en partie par l'effet favorable de l'amélioration des opérations de raffinage et la diminution des activités d'entretien systématique des raffineries, qui ont ajouté environ 115 M\$ aux résultats.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a été de 116 M\$ contre 121 M\$ en 2012

Pour les neuf premiers mois de 2013, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 72 M\$, en regard d'un solde négatif de 54 M\$ l'exercice précédent, en raison de modifications apportées aux charges liées à la rémunération à base d'actions.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 298 M\$ au cours du troisième trimestre en regard de 669 M\$ pour la période correspondante de 2012. La baisse des flux de trésorerie est principalement attribuable à celle du bénéfice. Les flux de trésorerie du troisième trimestre de 2013 ont été inférieurs au bénéfice, principalement en raison du calendrier des versements d'impôt.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 1 804 M\$ au cours du troisième trimestre, comparativement à 1 318 M\$ au cours de la période correspondante de 2012. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont établies à 1 810 M\$ au cours du troisième trimestre, en regard de 1 388 M\$ pour la période correspondante de 2012. Les dépenses du trimestre ont été axées principalement sur l'avancement du projet d'expansion de Kearl et du projet Nabiye à Cold Lake. L'expansion de Kearl devrait accroître la production brute de 110 000 barils de bitume par jour avant redevances, la quote-part de la compagnie étant estimée à près de 78 000 barils par jour. Le démarrage est prévu pour la fin de 2015. L'expansion du projet Nabiye à Cold Lake devrait accroître la production de 40 000 barils de bitume par jour avant redevances. Le démarrage est prévu pour la fin de 2014.

Les activités de financement ont donné lieu à des rentrées de 1 040 M\$ au troisième trimestre, comparativement à 122 M\$ au troisième trimestre de 2012. Au cours du troisième trimestre, la

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

RAPPORT DE GESTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

compagnie a augmenté le niveau de sa dette à long terme de 819 M\$ en tirant des fonds sur une facilité de crédit existante et a émis des billets de trésorerie supplémentaires qui ont augmenté la dette à court terme de 325 M\$. À la suite du troisième trimestre de 2013, la compagnie a augmenté le niveau de sa dette totale de 123 M\$ en tirant des fonds sur des facilités de crédit existantes. L'accroissement de la dette a servi à financer les activités courantes et des projets de grande envergure.

Les facteurs susmentionnés ont entraîné une baisse du solde de trésorerie de la compagnie, qui s'établissait à 76 M\$ au 30 septembre 2013, en regard de 482 M\$ à la fin de 2012.

Au cours du premier trimestre de 2013, la compagnie a porté sa marge de crédit bancaire de soutien de 300 M\$ à 500 M\$. Au troisième trimestre de 2013, la compagnie a obtenu le report de l'échéance de son emprunt à août 2015. La compagnie n'a pas tiré de fonds sur cette facilité.

Au cours du premier trimestre de 2013, pour mieux appuyer le programme d'émission de billets de trésorerie, la compagnie a contracté une facilité consentie de crédit bancaire non garantie de 250 M\$ qui arrive à échéance en mars 2014. Au cours du deuxième trimestre, le montant de cette facilité a été porté à 500 M\$. La compagnie n'a pas tiré de fonds sur cette facilité.

INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LES RISQUES DU MARCHÉ

L'information sur les risques du marché pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 ne diffère pas sensiblement de celle qui figure à la page 23 du rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et sur le formulaire 10-Q pour les trimestres clos le 31 mars 2013 et le 30 juin 2013.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

(selon les PCGR des É.-U., non audité)

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS				
Produits d'exploitation (a) (b)	8 577	8 319	24 470	23 265
Revenus de placement et d'autres sources (note 3)	17	17	96	119
TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS	8 594	8 336	24 566	23 384
CHARGES				
Exploration	30	21	74	67
Achats de pétrole brut et de produits (c)	5 484	5 026	15 460	14 057
Production et fabrication (d)	1 325	1 074	3 974	3 298
Frais de vente et frais généraux	291	291	797	822
Taxe d'accise fédérale (a)	385	355	1 041	1 011
Amortissement et épuisement	223	183	860	551
Coûts de financement (note 5)	(1)	(1)	1	(1)
TOTAL DES CHARGES	7 737	6 949	22 207	19 805
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	857	1 387	2 359	3 579
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	210	347	587	889
BÉNÉFICE NET	647	1 040	1 772	2 690
DONNÉES PAR ACTION (en dollars canadiens)				
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base (note 8)	0,76	1,22	2,09	3,17
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué (note 8)	0,76	1,22	2,08	3,16
Dividendes par action ordinaire	0,12	0,12	0,36	0,36
(a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	385	355	1 041	1 011
(b) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits d'exploitation	711	613	1 936	2 258
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits	1 018	914	3 544	2 469
(d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et de fabrication	85	57	255	162

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

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

ÉTAT CONSOLIDÉ DU RÉSULTAT ÉTENDU

(selon les PCGR des É.-U., non audité)

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice net	647	1 040	1 772	2 690
Autres éléments du résultat étendu, avant impôts				
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite (excluant l'amortissement)	-	-	(102)	(117)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées pour la période	52	50	154	149
Total des autres éléments du résultat étendu /(perte)	52	50	52	32
Résultat étendu	699	1 090	1 824	2 722

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

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

BILAN CONSOLIDÉ

(selon les PCGR des É.-U., non audité)

	Au 30 sept. 2013	Au 31 déc. 2012
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actifs à court terme		
Trésorerie	76	482
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 176	1 976
Stocks de pétrole brut et de produits	1 176	827
Matières, fournitures et charges payées d'avance	387	280
Actif d'impôts futurs	625	527
Total de l'actif à court terme	<u>4 440</u>	4 092
Créances à long terme, placements et autres actifs à long terme	1 325	1 090
Immobilisations corporelles et incorporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	45 647 <u>(15 611)</u>	38 765 (14 843)
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles, montant net	<u>30 036</u>	23 922
Écart d'acquisition	224	204
Autres actifs incorporels, montant net	56	56
TOTAL DE L'ACTIF	<u>36 081</u>	29 364
PASSIF		
Passifs à court terme		
Billets et emprunts	1 831	472
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 7)	4 593	4 249
Impôts sur les bénéfices à payer	577	1 184
Total des passifs à court terme	<u>7 001</u>	5 905
Dette à long terme (b) (note 6)	4 383	1 175
Autres obligations à long terme (note 7)	4 095	3 983
Passif d'impôts futurs	2 706	1 924
TOTAL DU PASSIF	<u>18 185</u>	12 987
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (c)	1 566	1 566
Bénéfices non répartis	18 733	17 266
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 9)	<u>(2 403)</u>	(2 455)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>17 896</u>	16 377
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>36 081</u>	29 364

(a) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables par des apparentés de 38 M\$ (comptes créditeurs de 9 M\$ en 2012).

(b) La dette à long terme comprend des sommes remboursables à des apparentés de 4 253 M\$ (1 040 M\$ en 2012).

(c) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était de 1 100 million et de 848 millions respectivement (1 100 million et 848 millions, respectivement).

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

Approuvé par le Conseil le 4 novembre 2013

/s/ R.M. Kruger

Président du Conseil, président et
chef de la direction

/s/ P.J. Masschelin

Vice-président principal,
Finances et administration, et trésorier

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

(selon les PCGR des É.-U., non audité)

Rentrées/(sorties) en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	647	1 040	1 772	2 690
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie:				
Amortissement et épuisement	223	183	860	551
(Gain)/perte à la vente d'actifs (note 3)	(5)	(2)	(60)	(86)
Charge d'impôts futurs et autres	106	72	276	289
Variations de l'actif et du passif d'exploitation:				
Comptes débiteurs	51	(220)	(166)	(81)
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	46	(293)	(451)	(487)
Impôts sur le bénéfice à payer	(485)	(231)	(607)	(143)
Comptes créditeurs et charges à payer	(226)	229	282	455
Autres postes - montant net (a)	(59)	(109)	(273)	(155)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	298	669	1 633	3 033
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	(1 810)	(1 388)	(4 771)	(3 823)
Acquisition (note 10)	-	-	(1 602)	-
Produits de la vente d'actifs	6	70	68	209
Remboursement de prêt par une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	-	-	4	8
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(1 804)	(1 318)	(6 301)	(3 606)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	325	75	1 359	75
Émission d'emprunts à long terme	819	150	3 213	150
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(2)	(1)	(5)	(3)
Émission d'actions ordinaires en vertu du régime d'options sur actions	-	-	-	43
Actions ordinaires achetées	-	-	-	(128)
Dividendes versés	(102)	(102)	(305)	(297)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	1 040	122	4 262	(160)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE LA TRÉSORERIE	(466)	(527)	(406)	(733)
TRÉSORERIE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	542	996	482	1 202
TRÉSORERIE À LA FIN DE LA PÉRIODE	76	469	76	469
(a) Comprend une cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(163)	(171)	(461)	(415)

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

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non audité)

1. Fondement de la présentation des états financiers

Ces états financiers consolidés non audités ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique et observent les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul que celles des derniers états financiers consolidés annuels déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans le rapport annuel 2012 sur formulaire 10-K de la compagnie et doivent se lire en parallèle avec ceux-ci. De l'avis de la compagnie, l'information fournie dans les présentes reflète les régularisations et les ajustements connus qui sont nécessaires pour obtenir un état fidèle des résultats pour les périodes visées. Ces ajustements sont de nature récurrente. Pour ses activités d'exploration et de production, la compagnie suit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Les résultats des neuf mois clos le 30 septembre 2013 ne donnent pas nécessairement une idée de l'activité à prévoir pour l'ensemble de l'exercice.

Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

2. Secteurs d'activité

Troisième trimestre en millions de dollars	Secteur Amont		Secteur Aval		Produits chimiques	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	1 786	1 056	6 469	6 963	322	300
Ventes intersectorielles	1 397	1 012	415	559	96	68
Revenus de placement et d'autres sources	8	1	9	13	-	1
	<u>3 191</u>	<u>2 069</u>	<u>6 893</u>	<u>7 535</u>	<u>418</u>	<u>369</u>
CHARGES						
Exploration	30	21	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	1 307	593	5 789	5 818	295	254
Production et fabrication	880	671	396	357	50	46
Frais de vente et frais généraux	1	-	217	233	17	19
Taxe d'accise fédérale	-	-	385	355	-	-
Amortissement et épuisement	168	123	50	56	3	2
Coûts de financement	-	(1)	(1)	-	-	-
	<u>2 386</u>	<u>1 407</u>	<u>6 836</u>	<u>6 819</u>	<u>365</u>	<u>321</u>
TOTAL DES CHARGES	2 386	1 407	6 836	6 819	365	321
BÉNÉFICES AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	805	662	57	716	53	48
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	201	164	11	180	14	11
BÉNÉFICE NET	604	498	46	536	39	37
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	601	210	(315)	458	7	44
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	1 765	1 376	51	27	3	1
Troisième trimestre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	8 577	8 319
Ventes intersectorielles	-	-	(1 908)	(1 639)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	-	2	-	-	17	17
	<u>-</u>	<u>2</u>	<u>(1 908)</u>	<u>(1 639)</u>	<u>8 594</u>	<u>8 336</u>
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	30	21
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 907)	(1 639)	5 484	5 026
Production et fabrication	-	-	(1)	-	1 325	1 074
Frais de vente et frais généraux	56	39	-	-	291	291
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	385	355
Amortissement et épuisement	2	2	-	-	223	183
Coûts de financement	-	-	-	-	(1)	(1)
	<u>58</u>	<u>41</u>	<u>(1 908)</u>	<u>(1 639)</u>	<u>7 737</u>	<u>6 949</u>
TOTAL DES CHARGES	58	41	(1 908)	(1 639)	7 737	6 949
BÉNÉFICES AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(58)	(39)	-	-	857	1,387
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(16)	(8)	-	-	210	347
BÉNÉFICE NET	(42)	(31)	-	-	647	1,040
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	5	(43)	-	-	298	669
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	21	5	-	-	1 840	1 409

(a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 1 380 M\$ (1 177 M\$ en 2012). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont.

(b) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

Neuf mois au 30 septembre en millions de dollars	Secteur Amont		Secteur Aval		Produits chimiques	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	4 392	3 524	19 120	18 750	958	991
Ventes intersectorielles	3 344	3 054	1 603	1 947	240	219
Revenus de placement et d'autres sources	55	42	39	68	-	1
	7 791	6 620	20 762	20 765	1 198	1 211
CHARGES						
Exploration	74	67	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	3 030	2 354	16 788	16 073	826	850
Production et fabrication (c)	2 508	1 963	1 312	1 197	157	138
Frais de vente et frais généraux	4	2	651	696	49	52
Taxe d'accise fédérale	-	-	1 041	1 011	-	-
Amortissement et épuisement (c)	443	371	401	164	9	9
Coûts de financement	-	(1)	1	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	6 059	4 756	20 194	19 141	1 041	1 049
BÉNÉFICES AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	1 732	1 864	568	1 624	157	162
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	431	464	141	401	41	41
BÉNÉFICE NET	1 301	1 400	427	1 223	116	121
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 065	1 696	420	1 236	122	90
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	6 272	3 793	128	80	6	3
Total de l'actif au 30 septembre	29 693	20 727	6 159	7 089	374	365
Neuf mois au 30 septembre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	24 470	23 265
Ventes intersectorielles	-	-	(5 187)	(5 220)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	2	8	-	-	96	119
	2	8	(5 187)	(5 220)	24 566	23 384
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	74	67
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(5 184)	(5 220)	15 460	14 057
Production et fabrication (c)	-	-	(3)	-	3 974	3 298
Frais de vente et frais généraux	93	72	-	-	797	822
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	1 041	1 011
Amortissement et épuisement (c)	7	7	-	-	860	551
Coûts de financement	-	-	-	-	1	(1)
TOTAL DES CHARGES	100	79	(5 187)	(5 220)	22 207	19 805
BÉNÉFICES AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(98)	(71)	-	-	2 359	3 579
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(26)	(17)	-	-	587	889
BÉNÉFICE NET	(72)	(54)	-	-	1 772	2 690
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	26	11	-	-	1 633	3 033
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	47	14	-	-	6 453	3 890
Total de l'actif au 30 septembre	364	713	(509)	(423)	36 081	28 471

(a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 4 071 M\$ (3 215 M\$ en 2012). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont.

(b) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.

(c) Au deuxième trimestre, une charge de 355 M\$ (264 M\$, après impôts) inscrite dans le secteur Aval relativement à la décision de la compagnie de transformer la raffinerie de Dartmouth en un dépôt comprenait la dépréciation de l'usine et de l'équipement non visés par la reconversion au montant de 245 M\$, comptabilisée au titre des dépenses d'amortissement et d'épuisement, ainsi que des coûts liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés totalisant 110 M\$ comptabilisés au titre des charges de production et de fabrication. Les montants engagés à la fin du troisième trimestre de 2013 par rapport aux coûts de démantèlement, l'environnement et les employés étaient de minimis.

3. 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	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits de la vente d'actifs	6	70	68	209
Valeur comptable des actifs vendus	1	68	8	123
Gain/(perte) à la vente d'actifs, avant mpôts	5	2	60	86
Gain/(perte) à la vente d'actifs, après impôts	5	1	46	67

4. Avantages de retraite

Les composantes du coût net des prestations sont les suivantes:

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Avantages de retraite:				
Coût des services rendus de la période	46	40	136	120
Intérêts débiteurs	71	72	211	216
Rendement prévu de l'actif des régimes	(85)	(72)	(248)	(216)
Amortissement du coût des services passés	6	6	17	17
Amortissement des pertes nettes actuarielles	61	59	182	177
Coût net des prestations constituées	99	105	298	314
Avantages complémentaires de retraite:				
Coût des services rendus de la période	3	2	8	6
Intérêts débiteurs	5	5	16	16
Amortissement des pertes nettes actuarielles	3	2	8	6
Coût net des prestations constituées	11	9	32	28

5. Coûts de financement

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts sur la dette	21	5	47	14
Intérêts capitalisés	(21)	(5)	(47)	(14)
Intérêts débiteurs - montant net	-	-	-	-
Autres intérêts	(1)	(1)	1	(1)
Total des coûts de financement	(1)	(1)	1	(1)

6. Dette à long terme

en millions de dollars	As at	As at
	Sept. 30 2013	Dec 31 2012
Dette à long terme	4 253	1 040
Contrats de location-acquisition	130	135
Total de la dette à long terme	4 383	1 175

Au cours du troisième trimestre de 2013, la compagnie a augmenté sa dette à long terme de 819 M\$ en tirant des fonds sur sa facilité de crédit existante avec une compagnie affiliée d'Exxon Mobil Corporation et a augmenté sa dette à court terme de 325 M\$ en émettant des billets de trésorerie supplémentaires.

Après la fin du troisième trimestre de 2013, la compagnie a augmenté le total de la dette de 123 M\$ en tirant des fonds sur une facilité de crédit existante. L'augmentation de la dette a servi à financer les activités normales et des grands projets.

Au cours du premier trimestre de 2013, la compagnie a augmenté le montant de sa marge de crédit bancaire de soutien de 300 M\$ à 500 M\$. Au troisième trimestre de 2013, la compagnie a obtenu le report de la date d'échéance jusqu'en août 2015. La compagnie n'a pas tiré de fonds sur cette facilité.

Au cours du premier trimestre de 2013, pour appuyer le programme d'émission de billets de trésorerie, la compagnie a signé une facilité engagée de crédit bancaire non garantie de 250 M\$ qui arrive à échéance en mars 2014. Au cours du deuxième trimestre, le montant a été porté à 500 M\$. La compagnie n'a pas tiré de fonds sur cette facilité.

7. Autres obligations à long terme

en millions de dollars	Au	Au
	30 sept. 2013	31 déc. 2012
Avantages de retraite (a)	2 424	2 717
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b)	1 231	957
Passif au titre de la rémunération à base d'actions	186	117
Autres obligations	254	192
Total des autres obligations à long terme	4 095	3 983

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite comprennent aussi un montant de 52 M\$ dans le passif à court terme (52 M\$ au 31 décembre 2012).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux comprennent aussi un montant de 168 M\$ comptabilisé à titre de passif à court terme (168 M\$ au 31 décembre 2012).

8. Bénéfice net par action

	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice net - résultat de base par action				
Bénéfice net (en millions de dollars)	647	1 040	1 772	2 690
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,6	847,6	847,8
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,76	1,22	2,09	3,17

Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué

Bénéfice net (en dollars)	647	1 040	1 772	2 690
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,6	847,6	847,8
Effet des primes à base d'actions versées (en millions d'actions)	3,4	3,8	3,2	3,6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	851,0	851,4	850,8	851,4
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,76	1,22	2,08	3,16

9. Autres éléments du résultat étendu
Variations du cumul des autres éléments du résultat étendu:

en millions de dollars	2013	2012
Solde au 1er janvier	(2 455)	(2 238)
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite:		
Variation au cours de la période, excluant les montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	(102)	(117)
Montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	154	149
Solde au 30 septembre	(2 403)	(2 206)

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

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées de la période (a)	(70)	(67)	(207)	(200)

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

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

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois au 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite:				
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	-	-	(35)	(40)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées de la période	18	17	53	51
	18	17	18	11

10. Acquisition

Description de la transaction: Le 26 février 2013, ExxonMobil Canada a acquis Celtic Exploration Ltd. (« Celtic »). Immédiatement après l'acquisition, l'Impériale a acquis d'ExxonMobil Canada 50 % des actifs et repris 50 % des passifs de Celtic pour la somme de 1 608 M\$, financés par une combinaison d'emprunts contractés auprès de parties apparentées et de tiers (voir note 6 pour plus de détails). Une société en nom collectif a été créée en parallèle pour détenir et exploiter les actifs de Celtic. La dénomination de la société a été remplacée par celle de XTO Energy Canada (« XTO Canada »). XTO Canada participe à la prospection, la production, le transport et la vente de pétrole brut et de gaz naturel, de condensats et de liquides du gaz naturel.

Comptabilisation des actifs acquis et des passifs repris: L'Impériale a utilisé la méthode de l'acquisition pour inscrire sa part des actifs acquis et des passifs repris. Cette méthode exige, entre autres, que les actifs acquis et les passifs repris soient reconnus à leur juste valeur marchande à la date d'acquisition. Le tableau suivant résume les actifs acquis et les passifs repris :

en millions de dollars

Trésorerie	6
Comptes débiteurs	38
Matières, fournitures et frais payés d'avance	5
Immobilisations corporelles et incorporelles (a)	2 045
Écart d'acquisition (b)	<u>20</u>
Total des actifs acquis	<u>2 114</u>
Comptes créditeurs et charges à payer	62
Passif d'impôts futurs (c)	377
Autres obligations à long terme	<u>67</u>
Total des passifs repris	<u>506</u>
Actifs acquis - montant net	<u>1 608</u>

- (a) Les immobilisations corporelles et incorporelles ont été mesurées principalement selon l'approche fondée sur les bénéfices. L'évaluation de la juste valeur des actifs pétroliers et gaziers était basée, en partie, sur des données significatives qui ne sont pas observables sur le marché; il s'agit donc d'une évaluation de niveau 3. Les données significatives incluaient les ressources provenant de Celtic, les profils de production future hypothétiques, les prix des produits de base (basés essentiellement sur des données observables), un taux d'actualisation ajusté au risque de 10 %, un taux d'inflation de 2 % et des hypothèses quant au calendrier d'exécution et au montant de la mise en valeur future et des coûts d'exploitation. Les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ont été réparties dans le secteur amont, avec tous les actifs au Canada.
- (b) L'écart d'acquisition était l'excédent de la contrepartie transférée par rapport à la valeur nette des actifs constatés et représentait les avantages économiques futurs découlant d'autres actifs acquis qui ne pouvaient pas être identifiés individuellement et constatés séparément. L'écart d'acquisition a été comptabilisé dans l'unité d'exploitation du secteur amont. Il n'est pas amorti et n'est pas déductible aux fins d'impôt.
- (c) La charge d'impôts futurs reflète les conséquences fiscales futures des écarts temporaires entre les montants de l'actif et du passif reconnus aux fins de la présentation de l'information financière et les montants reconnus aux fins de l'impôt sur les bénéfices. La charge d'impôts futurs comptabilisée au titre de l'acquisition était:

en millions de dollars

Immobilisations corporelles et incorporelles	<u>414</u>
Total des passifs d'impôts futurs	<u>414</u>
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(17)
Autres	<u>(20)</u>
Total des actifs d'impôts futurs	<u>(37)</u>
Passif d'impôts futurs - montant net	<u>377</u>

10. Acquisition (suite)

Incidence réelle et pro forma de l'acquisition:

Les produits des activités ordinaires de XTO Canada à partir de la date d'acquisition inclus dans les états financiers consolidés de la compagnie pour les neuf mois clos le 30 septembre 2013 étaient de 53 M\$. Le bénéfice après impôts de XTO Canada depuis la date de son acquisition jusqu'au 30 septembre 2013 a été minime.

Les frais de transaction liés à l'acquisition ont été comptabilisés en charges au moment où ils ont été engagés et ils ont été minimes pour les neuf mois clos le 30 septembre 2013.

L'information relative aux produits, aux résultats et aux résultats par action pro forma, avant et après dilution, comme si l'acquisition avait eu lieu au début de 2013 ou dans la période de déclaration précédente comparable n'est pas présentée, étant donné que son incidence sur les états financiers du troisième trimestre de 2013 et des neuf mois clos le 30 septembre 2013 ou de la période de déclaration précédente comparable de l'Impériale n'aurait pas été importante.