



DEUXIÈME TRIMESTRE 2013

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

POUR LES SIX MOIS TERMINÉS LE 30 JUIN 2013



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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net de la compagnie pour le deuxième trimestre de 2013 s'est élevé à 327 M\$ ou 0,38 \$ par action sur une base diluée, comparativement à 635 M\$ ou 0,75 \$ par action pour le trimestre correspondant de 2012, soit une baisse de 49 %. Le bénéfice net des six premiers mois de 2013 s'est établi à 1 125 M\$ ou 1,32 \$ par action sur une base diluée, en regard de 1 650 M\$ ou 1,94 \$ par action pour les six premiers mois de 2012. Les résultats tant pour le deuxième trimestre que pour la première moitié de 2013 incluaient une charge sans décaissement de 264 M\$ après impôts pour la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant.

Parmi les facteurs qui ont contribué à la baisse du bénéfice au cours du deuxième trimestre, mentionnons la baisse des marges de raffinage, qui a retranché environ 285 M\$ aux résultats, la hausse d'environ 90 M\$ des frais d'exploitation liés au démarrage de Kearl, et la diminution de la production de bitume et la hausse des coûts d'entretien à Cold Lake qui ont totalisé environ 80 M\$. Ces facteurs ont été partiellement annulés par l'amélioration des activités de raffinage et la diminution des activités d'entretien des raffineries, qui ont ajouté environ 220 M\$ aux résultats, par la hausse des prix obtenus pour les liquides, qui a ajouté environ 130 M\$ aux résultats et par la hausse des volumes de production à Syncrude qui a ajouté environ 45 M\$ aux résultats.

Pour les six premiers mois, d'autres facteurs ont contribué au fléchissement des résultats, notamment la baisse des marges de raffinage qui a retranché environ 155 M\$ aux résultats, la hausse d'environ 145 M\$ des frais d'exploitation liés au démarrage de Kearl, la baisse des prix obtenus pour les liquides, qui a retranché environ 140 M\$ aux résultats, et la baisse de la production de bitume et la hausse des coûts d'entretien à Cold Lake qui ont amputé les résultats d'environ 85 M\$. Ces facteurs ont été partiellement annulés par la baisse du coût des redevances s'établissant à environ 195 M\$ et par l'amélioration des opérations de raffinage et la diminution des activités d'entretien des raffineries totalisant environ 105 M\$.

Secteur amont

Le bénéfice net du deuxième trimestre s'est établi à 397 M\$, en hausse de 37 M\$ par rapport à la même période de 2012. Ce résultat supérieur est essentiellement attribuable à une hausse des prix obtenus pour les liquides qui a ajouté environ 130 M\$ aux résultats, à l'augmentation de la production à Syncrude qui a compté pour environ 45 M\$, et à la baisse des redevances d'environ 35 M\$ par suite de la hausse du recouvrement des dépenses en capital. Ces facteurs ont été partiellement annulés par la hausse d'environ 90 M\$ des frais d'exploitation liés au démarrage de Kearl. Il est toujours prévu que les ventes de bitume dilué provenant de Kearl débutent au troisième trimestre de 2013. Les résultats ont également souffert de la baisse de la production de bitume et de la hausse des coûts à Cold Lake qui ont totalisé environ 80 M\$ en raison des activités d'entretien systématique.

Le bénéfice net des six premiers mois de 2013 s'est établi à 697 M\$, soit 205 M\$ de moins que pour la période correspondante de 2012. Ce recul découle principalement de la hausse des frais d'exploitation liés au démarrage de Kearl, qui se sont élevés à environ 145 M\$, de la baisse des prix touchés pour les liquides qui a retranché environ 140 M\$ aux résultats, et de la diminution de la production de bitume et de la hausse des coûts d'entretien à Cold Lake qui ont totalisé environ 85 M\$. Ces facteurs ont été atténués par une baisse des redevances d'environ 195 M\$.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

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

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 limité à 8,27 \$ le baril en dollars américains au deuxième trimestre de 2013 et à 13,15 \$ le baril en dollars américains au cours des six premiers mois de 2013, comparativement à 14,86 \$ et à 15,19 \$ le baril, respectivement, pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent. À mesure que les remises sur le WTI ont diminué, les prix moyens en dollars canadiens obtenus par la compagnie sur les ventes de pétrole brut classique et de pétrole brut synthétique ont augmenté d'environ 7 % et 12 %, respectivement, au cours du deuxième trimestre de 2013 et d'environ 1 % et 4 %, respectivement, au cours des six premiers mois de 2013. Le prix moyen en dollars canadiens obtenu pour le bitume au cours du deuxième trimestre de 2013 a quant à lui augmenté d'environ 15 %, passant à 65,66 \$ le baril par suite du rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume de Cold Lake. Toutefois, pour les six premiers mois de 2013, le prix moyen en dollars canadiens obtenu pour le bitume a baissé d'environ 12 %, passant à 54,03 \$ le baril. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 3,50 \$ le millier de pieds cubes pour le deuxième trimestre et les six premiers mois de 2013, était en hausse d'environ 1,70 \$ et 1,41 \$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2012.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 144 000 barils par jour au deuxième trimestre de 2013, en baisse de 8 000 barils par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse des volumes est surtout attribuable aux travaux d'entretien préventif les plus importants jamais entrepris aux installations Mahkeses. Les travaux d'entretien ont été menés à terme avec succès, et l'usine a repris ses activités normales. Pour les six premiers mois de l'exercice, la production brute s'est élevée en moyenne à 154 000 barils par jour, en regard de 155 000 barils pour les six premiers mois de 2012.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude au cours du deuxième trimestre s'est élevée à 68 000 barils par jour, comparativement à 60 000 barils pour le deuxième trimestre de 2012. La hausse de la production résulte principalement de la baisse des activités d'entretien qui a été partiellement annulée par l'impact négatif des conditions météorologiques sur l'exploitation de la mine à la mi-juin. Les travaux d'entretien systématique de l'une des trois unités de cokéfaction initialement prévus pour plus tard cette année ont été devancés en juin et devraient être terminés au début du mois d'août. Au cours des six premiers mois de 2013, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée à 67 000 barils par jour, essentiellement inchangée par rapport à la même période de 2012.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 22 000 barils par jour au cours du deuxième trimestre, en regard de 20 000 barils pour la période correspondante de 2012. La production brute s'est établie en moyenne à 20 000 barils par jour pour les six premiers mois de 2013, essentiellement la même que pour la période correspondante de 2012.

La production brute de gaz naturel au deuxième trimestre de 2013 a été de 204 millions de pieds cubes par jour, contre 195 millions de pieds cubes au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse de la production reflète les apports de XTO Canada (anciennement Celtic) et du projet pilote de Horn River, qui ont compensé amplement la diminution naturelle du rendement des gisements. La production brute de gaz naturel des six

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

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

premiers mois de 2013 s'est élevée à 195 millions de pieds cubes par jour, essentiellement inchangée par rapport aux 197 millions de pieds cubes pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Le 26 avril, la production du premier des trois trains de traitement par moussage paraffinique exclusifs à Kearl a débuté. Le procédé produit du bitume de qualité transportable par pipeline, tel que prévu. Au cours du trimestre, le volume de production de Kearl était faible, s'établissant à 4 000 barils par jour, l'attention ayant porté sur la synchronisation des installations et la stabilisation des opérations. Les travaux de remplissage des conduites progressent bien et les ventes de bitume dilué devraient débuter au cours du troisième trimestre. Nous comptons produire 110 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 78 000 barils par jour) plus tard en 2013.

Secteur aval

Le bénéfice net affichait un solde négatif de 97 M\$ au deuxième trimestre, en regard de 232 M\$ pour la période correspondante de 2012. Les résultats du deuxième trimestre de 2013 incluaient une charge sans décaissement de 264 M\$ pour la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Les résultats ont également souffert de la baisse des marges de raffinage qui a retranché environ 285 M\$ aux résultats par suite du rétrécissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI. Ces facteurs ont été atténués par l'amélioration des opérations de raffinage et la diminution des activités d'entretien des raffineries, qui ont ajouté environ 220 M\$ aux résultats.

Pour la période de six mois, le bénéfice net a été de 381 M\$, soit une baisse de 306 M\$ par rapport à la période correspondante de 2012. Les résultats du premier semestre de 2013 incluaient une charge sans décaissement de 264 M\$ après impôts pour la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Les résultats ont également souffert des retombées négatives de la contraction des marges de raffinage, qui a retranché environ 155 M\$ aux résultats en raison du rétrécissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI. Ces facteurs ont été annulés en partie par l'amélioration des opérations de raffinage et la diminution des activités d'entretien systématique des raffineries, qui ont ajouté environ 105 M\$ aux résultats.

Produits chimiques

Le bénéfice net du secteur des produits chimiques a été de 42 M\$ au deuxième trimestre contre 49 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse des ventes des produits chimiques a été partiellement annulée par l'élargissement des marges sur le polyéthylène. Le bénéfice net de la période de six mois a été de 77 M\$, en baisse de 7 M\$ par rapport à la même période de 2012.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

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

Comptes non sectoriels

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 15 M\$ au cours du deuxième trimestre, comparativement à un solde négatif de 6 M\$ pour la période correspondante de 2012. Pour les six premiers mois de 2013, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 30 M\$, en regard d'un solde négatif de 23 M\$ l'exercice précédent.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 738 M\$ au cours du deuxième trimestre en regard de 1 317 M\$ pour la période correspondante de 2012. Cette baisse est principalement attribuable à la constitution de stocks à la suite de la réduction de la proportion de pétrole transporté par pipeline et du démarrage de la phase de développement initial de Kearl, alors que les stocks avaient diminué au cours de la même période de 2012 à la suite des activités d'entretien systématique des raffineries. À ce jour, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation s'élèvent à 1 335 M\$, comparativement à 2 364 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. La baisse des flux de trésorerie est surtout attribuable à la diminution du bénéfice net et aux effets du fonds de roulement.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 1 562 M\$ au cours du deuxième trimestre, comparativement à 1 224 M\$ au cours de la période correspondante de 2012. Les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles se sont établies à 1 616 M\$ au cours du deuxième trimestre, en regard de 1 290 M\$ pour la période correspondante en 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 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 plus 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 1 043 M\$ au deuxième trimestre, comparativement à 142 M\$ au deuxième trimestre de 2012. Au cours du deuxième trimestre, la compagnie a augmenté le niveau de sa dette à long terme de 799 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 348 M\$. À la suite du deuxième trimestre 2013, la compagnie a augmenté le total de sa dette de 494 M\$ en tirant des fonds sur des facilités de crédit existantes. L'augmentation de la dette a été utilisée pour financer des activités normales et des projets de grande envergure.

Les facteurs susmentionnés ont entraîné une hausse du solde de trésorerie de la compagnie, qui s'établissait à 542 M\$ au 30 juin 2013, en regard de 482 M\$ à la fin de 2012.

À la suite du deuxième trimestre, la compagnie a conclu des ententes supplémentaires de transport par pipeline à long terme en vue de l'expédition de pétrole brut lourd fluidifié. Ces ententes, qui constituent un engagement total d'environ 3 milliards de dollars, appuieront la croissance à long terme de la production des sables pétrolifères. La compagnie s'attend à respecter ces engagements dans le cours normal de ses activités.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

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

INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LES RISQUES DE MARCHÉ

L'information sur les risques de marché pour la période de six mois clos le 30 juin 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 le trimestre clos le 31 mars 2013, sauf pour ce qui suit :

Sensibilité des résultats (a) en millions de dollars après impôts		
Variation du prix du pétrole brut de neuf dollars (US) le baril	+ (-)	390
Diminution (augmentation) de neuf cents de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	575

(a) Le montant servant à illustrer l'incidence de la sensibilité correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur du taux à la fin du deuxième trimestre de 2013. Le calcul de la 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 le premier trimestre de 2013, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations du prix du pétrole brut a augmenté d'environ 6 M\$ (après impôts) par an pour chaque variation de 1 \$ US. La sensibilité du bénéfice net aux fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté depuis la fin du premier trimestre de 2013 d'environ 7 M\$ (après impôts) par an pour chaque variation de 0,01 \$. Dans les deux cas, l'augmentation était attribuable à l'incidence de la production dans le cadre du développement initial de Kearn qui a débuté au cours du deuxième trimestre de 2013.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

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

en millions de dollars canadiens	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS				
Produits d'exploitation (a) (b)	7 894	7 452	15 893	14 946
Revenus de placement et d'autres sources (note 3)	64	63	79	102
TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS	7 958	7 515	15 972	15 048
CHARGES				
Exploration	21	18	44	46
Achats de pétrole brut et de produits (c)	5 001	4 645	9 976	9 031
Charges de production et fabrication (d)	1 468	1 247	2 649	2 224
Frais de vente et frais généraux	252	247	506	531
Taxe d'accise fédérale (a)	330	340	656	656
Amortissement et épuisement	452	178	637	368
Coûts de financement (note 5)	2	-	2	-
TOTAL DES CHARGES	7 526	6 675	14 470	12 856
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	432	840	1 502	2 192
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	105	205	377	542
BÉNÉFICE NET	327	635	1 125	1 650
DONNÉES PAR ACTION (en dollars canadiens)				
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base (note 8)	0,39	0,75	1,33	1,95
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué (note 8)	0,38	0,75	1,32	1,94
Dividendes par action ordinaire	0,12	0,12	0,24	0,24
(a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	330	340	656	656
(b) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits d'exploitation	364	938	1 225	1 645
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de prétrôle brut et autres produits	1 283	1 022	2 526	1 555
(d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et de fabrication	84	71	170	105

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	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice net	327	635	1 125	1 650
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 à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées pour la période	51	51	102	99
Total des autres éléments du résultat étendu /(perte)	51	51	-	(18)
Résultat étendu	378	686	1 125	1 632

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 juin 2013	Au 31 déc. 2012
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actifs à court terme		
Trésorerie	542	482
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 227	1 976
Stocks de pétrole brut et de produits	1 232	827
Matières, fournitures et charges payées d'avance	377	280
Actif d'impôts futurs	575	527
Total de l'actif à court terme	<u>4 953</u>	4 092
Créances à long terme, placements et autres actifs à long terme	1 292	1 090
Immobilisations corporelles et incorporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	43 874 <u>(15 422)</u>	38 765 (14 843)
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles, montant net	28 452	23 922
Écart d'acquisition	224	204
Autres actifs incorporels, montant net	53	56
TOTAL DE L'ACTIF	<u>34 974</u>	<u>29 364</u>
PASSIF		
Passifs à court terme		
Billets et emprunts	1 506	472
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 7)	4 819	4 249
Impôts sur les bénéfices à payer	1 062	1 184
Total des passifs à court terme	<u>7 387</u>	5 905
Dette à long terme (b) (note 6)	3 566	1 175
Autres obligations à long terme (note 7)	4 196	3 983
Passif d'impôts futurs	2 527	1 924
TOTAL DU PASSIF	<u>17 676</u>	<u>12 987</u>
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (c)	1 566	1 566
Bénéfices non répartis	18 187	17 266
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 9)	(2 455)	(2 455)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>17 298</u>	<u>16 377</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>34 974</u>	<u>29 364</u>

(a) Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables par des apparentés de 128 M\$ (comptes créditeurs de 9 M\$ en 2012).

(b) La dette à long terme comprend des sommes remboursables à des apparentés de 3 434 M\$ (1 040 M\$ en 2012).

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

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

Approuvé par le Conseil le 6 août 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 contrôleur

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	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	327	635	1 125	1 650
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	452	178	637	368
(Gain)/perte à la vente d'actifs (note 3)	(51)	(55)	(55)	(84)
Charge d'impôts futurs et autres	141	169	170	217
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	5	(1)	(217)	139
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	(177)	237	(497)	(194)
Impôts sur le bénéfice à payer	45	29	(122)	88
Comptes créditeurs et charges à payer	113	155	508	226
Autres postes - montant net (a)	(117)	(30)	(214)	(46)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	738	1 317	1 335	2 364
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	(1 616)	(1 290)	(2 961)	(2 435)
Acquisition (note 10)	-	-	(1 602)	-
Produits de la vente d'actifs	54	61	62	139
Remboursement de prêt par une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	-	5	4	8
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(1 562)	(1 224)	(4 497)	(2 288)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	348	-	1 035	-
Émission d'emprunts à long terme	799	-	2 394	-
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(2)	(1)	(3)	(2)
Émission d'actions ordinaires en vertu du régime d'options sur actions	-	21	-	43
Actions ordinaires achetées	-	(60)	-	(128)
Dividendes versés	(102)	(102)	(204)	(195)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	1 043	(142)	3 222	(282)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE LA TRÉSORERIE	219	(49)	60	(206)
TRÉSORERIE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	323	1 045	482	1 202
TRÉSORERIE À LA FIN DE LA PÉRIODE	542	996	542	996
(a) Comprend une cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(178)	(147)	(298)	(244)

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 2011 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 six mois clos le 30 juin 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

Deuxième 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)	1 383	1 073	6 197	6 032	314	347
Ventes intersectorielles	1 018	948	412	594	86	69
Revenus de placement et d'autres sources	45	38	18	22	-	-
	2 446	2 059	6 627	6 648	400	416
CHARGES						
Exploration	21	18	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	866	740	5 379	5 234	271	282
Production et fabrication (c)	881	701	534	499	54	47
Frais de vente et frais généraux	2	-	216	222	15	16
Taxe d'accise fédérale	-	-	330	340	-	-
Amortissement et épuisement (c)	147	119	299	52	3	4
Coûts de financement	-	-	2	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	1 917	1 578	6 760	6 347	343	349
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	529	481	(133)	301	57	67
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	132	121	(36)	69	15	18
BÉNÉFICE NET	397	360	(97)	232	42	49
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	588	599	99	591	52	99
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	1 569	1 272	50	30	2	1

Deuxième 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)	-	-	-	-	7 894	7 452
Ventes intersectorielles	-	-	(1 516)	(1 611)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	1	3	-	-	64	63
	1	3	(1 516)	(1 611)	7 958	7 515
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	21	18
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 515)	(1 611)	5 001	4 645
Production et fabrication (c)	-	-	(1)	-	1 468	1 247
Frais de vente et frais généraux	19	9	-	-	252	247
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	330	340
Amortissement et épuisement (c)	3	3	-	-	452	178
Coûts de financement	-	-	-	-	2	-
TOTAL DES CHARGES	22	12	(1 516)	(1 611)	7 526	6 675
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(21)	(9)	-	-	432	840
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(6)	(3)	-	-	105	205
BÉNÉFICE NET	(15)	(6)	-	-	327	635
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(1)	28	-	-	738	1 317
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	16	5	-	-	1 637	1 308

(a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 1 306 M\$ (1 133 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) Une charge de 355 M\$ (264 M\$, après impôts) inscrite au deuxième trimestre de 2013 relativement à la décision de la compagnie de transformer la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant comprenait la dépréciation de l'usine et de l'équipement non visés par la reconversion en un dépôt 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 au cours du deuxième trimestre de 2013 par rapport aux coûts liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés étaient minimes.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

Six mois au 30 juin en millions de dollars	Secteur amont		Secteur aval		Produits chimiques	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	2 606	2 468	12 651	11 787	636	691
Ventes intersectorielles	1 947	2 042	1 188	1 388	144	151
Revenus de placement et d'autres sources	47	41	30	55	-	-
	4 600	4 551	13 869	13 230	780	842
CHARGES						
Exploration	44	46	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	1 723	1 761	10 999	10 255	531	596
Production et fabrication (c)	1 628	1 292	916	840	107	92
Frais de vente et frais généraux	3	2	434	463	32	33
Taxe d'accise fédérale	-	-	656	656	-	-
Amortissement et épuisement (c)	275	248	351	108	6	7
Coûts de financement	-	-	2	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	3 673	3 349	13 358	12 322	676	728
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	927	1 202	511	908	104	114
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	230	300	130	221	27	30
BÉNÉFICE NET	697	902	381	687	77	84
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	464	1 486	735	778	115	46
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	4 507	2 417	77	53	3	2
Total de l'actif au 30 juin	27 870	19 146	6 391	6 633	379	368
<hr/>						
Six mois au 30 juin en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	15 893	14 946
Ventes intersectorielles	-	-	(3 279)	(3 581)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	2	6	-	-	79	102
	2	6	(3 279)	(3 581)	15 972	15 048
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	44	46
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(3 277)	(3 581)	9 976	9 031
Production et fabrication (c)	-	-	(2)	-	2 649	2 224
Frais de vente et frais généraux	37	33	-	-	506	531
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	656	656
Amortissement et épuisement (c)	5	5	-	-	637	368
Coûts de financement	-	-	-	-	2	-
TOTAL DES CHARGES	42	38	(3 279)	(3 581)	14 470	12 856
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(40)	(32)	-	-	1 502	2 192
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(10)	(9)	-	-	377	542
BÉNÉFICE NET	(30)	(23)	-	-	1 125	1 650
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	21	54	-	-	1 335	2 364
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	26	9	-	-	4 613	2 481
Total de l'actif au 30 juin	798	1,221	(464)	(127)	34 974	27 241

(a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 2 691 M\$ (2 038 M\$ en 2012). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrés 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.

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	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits de la vente d'actifs	54	61	62	139
Valeur comptable des actifs vendus	3	6	7	55
Gain/(perte) à la vente d'actifs, avant mpôts	51	55	55	84
Gain/(perte) à la vente d'actifs, après impôts	38	46	41	70

4. Avantages de retraite

Les composantes du coût net des prestations sont les suivantes :

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Avantages de retraite :				
Coût des services rendus de la période	45	41	90	80
Intérêts débiteurs	70	72	140	144
Rendement prévu de l'actif des régimes	(81)	(72)	(163)	(144)
Amortissement du coût des services passés	5	6	11	11
Amortissement des pertes nettes actuarielles	61	61	121	118
Coût net des prestations constituées	100	108	199	209
Avantages complémentaires de retraite :				
Coût des services rendus de la période	2	2	5	4
Intérêts débiteurs	6	6	11	11
Amortissement des pertes nettes actuarielles	2	2	5	4
Coût net des prestations constituées	10	10	21	19

5. Coûts de financement

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts sur la dette	16	5	26	9
Intérêts capitalisés	(16)	(5)	(26)	(9)
Intérêts débiteurs - montant net	-	-	-	-
Autres intérêts	2	-	2	-
Total des coûts de financement	2	-	2	-

6. Dette à long terme

en millions de dollars	Au 30 juin 2013	Au 31 déc. 2012
	Dette à long terme	3 434
Contrats de location-acquisition	132	135
Total de la dette à long terme	3 566	1 175

Au cours du deuxième trimestre de 2013, la compagnie a augmenté sa dette à long terme de 799 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 348 M\$ en émettant des billets de trésorerie supplémentaires.

En juillet 2013, la compagnie a augmenté le total de la dette de 494 M\$ en tirant des fonds sur des facilités de crédit existantes. La dette accrue a servi à financer les activités normales et les grands projets.

Également au cours du deuxième trimestre de 2013, la compagnie a augmenté le montant de sa marge de crédit bancaire non garantie en la portant de 250 M\$ à 500 M\$, l'échéance de mars 2014 demeurant la même. La compagnie ne s'est pas prévalu de cette marge.

7. Autres obligations à long terme

en millions de dollars	Au 30 juin 2013	Au 31 déc. 2012
	Avantages de retraite (a)	2 593
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b)	1 248	957
Passif au titre de la rémunération à base d'actions	144	117
Autres obligations	211	192
Total des autres obligations à long terme	4 196	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

	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice net - résultat de base par action				
Bénéfice net (en millions de dollars)	327	635	1 125	1 650
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	848,0	847,6	847,9
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,39	0,75	1,33	1,95
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué				
Bénéfice net (en millions de dollars)	327	635	1 125	1 650
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	848,0	847,6	847,9
Effet des primes à base d'actions versées (en millions d'actions)	3,2	3,6	3,1	3,5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	850,8	851,6	850,7	851,4
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,38	0,75	1,32	1,94

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 de l'exercice, excluant les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	(102)	(117)
Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	102	99
Solde au 30 juin	(2 455)	(2 256)

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

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	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)	(68)	(69)	(137)	(133)

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

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

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	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 à la retraite (excluant l'amortissement Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite inclus dans le coût périodique net de l'exercice	-	-	(35)	(40)
	17	18	35	34
	17	18	-	(6)

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)	20
Total des actifs acquis	2 114
Comptes créditeurs et charges à payer	62
Passif d'impôts futurs (c)	377
Autres obligations à long terme	67
Total des passifs repris	506
Actifs acquis - montant net	1 608

- (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 a été comptabilisé dans l'unité d'exploitation 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	414
Total des passifs d'impôts futurs	414
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(17)
Autres	(20)
Total des actifs d'impôts futurs	(37)
Passif d'impôts futurs - montant net	377

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 six mois clos le 30 juin 2013 étaient de 31 M\$. Le bénéfice après impôts de XTO Canada depuis la date de son acquisition jusqu'au 30 juin 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 six mois clos le 30 juin 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 deuxième trimestre de 2013 ou de la période de déclaration précédente comparable de l'Impériale n'aurait pas été importante.