



Deuxième Trimestre 2014

**Analyse par la direction de la situation
financière et des résultats d'exploitation**

Pour les six mois terminés le 30 juin 2014

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Comparaison des deuxièmes trimestres de 2014 et de 2013

Le bénéfice net de la compagnie pour le deuxième trimestre de 2014 s'est élevé à 1 232 M\$, ou 1,45 \$ par action, sur une base diluée, comparativement à 327 M\$, ou 0,38 \$ par action, pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Le bénéfice net du secteur Amont au deuxième trimestre s'est établi à 857 M\$, soit 460 M\$ de plus que lors de la période correspondante de 2013. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2014 comprend un gain de 478 M\$ provenant de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont. Le bénéfice comporte une hausse d'environ 70 M\$ attribuable à la dépréciation du dollar canadien et à une augmentation d'environ 55 M\$ grâce au prix moyen obtenu pour le bitume. Ces facteurs ont été partiellement annulés par une hausse des redevances d'environ 70 M\$. L'apport supplémentaire de la production de Kearl au deuxième trimestre a été en grande partie annulé par la baisse des volumes de production de Syncrude et de Cold Lake.

Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de pétrole brut synthétique a enregistré une hausse d'environ 11 % au deuxième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, passant de 100,97 \$ le baril à 111,95 \$ le baril. Cette hausse de prix fait suite à celle du prix de référence du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), qui a augmenté de 9 %, et à la dépréciation du dollar canadien. Le prix moyen obtenu pour le bitume en dollars canadiens par la compagnie au deuxième trimestre de 2014 était de 75,92 \$ le baril contre 65,66 \$ le baril au deuxième trimestre de 2013, l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume ayant rétréci. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 4,08 \$ le millier de pieds cubes au deuxième trimestre de 2014, était en hausse de 0,58 \$ le millier de pieds cubes par rapport à la même période de 2013.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 138 000 barils par jour au deuxième trimestre de 2014, en regard de 144 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution de la production est attribuable principalement aux activités d'entretien planifié et non planifié au site de Mahihkan. Les activités d'entretien planifié ont été menées à bien, et les activités opérationnelles ont pu reprendre normalement au début du troisième trimestre.

La production brute consécutive à la mise en valeur initiale de Kearl au deuxième trimestre s'est établie à 73 000 barils par jour (la part de l'Impériale est de 52 000 barils) en hausse de 6 000 barils par jour (la part de l'Impériale est de 4 000 barils) par rapport au deuxième trimestre de 2013, au début de la mise en valeur initiale de Kearl. La production du mois d'avril a accusé une forte baisse par rapport à la moyenne trimestrielle, par suite de l'entretien planifié et des projets d'amélioration de la fiabilité. La production a repris sa croissance au cours du reste du trimestre pour atteindre en moyenne 85 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffre à 60 000 barils) au mois de juin.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude au deuxième trimestre s'est élevée à 51 000 barils par jour contre 68 000 au deuxième trimestre de 2013. La diminution de la production est attribuable principalement à l'augmentation des activités d'entretien planifié et non planifié. Les activités d'entretien ont été menées à bien, et l'une des unités de cokéfaction révisées a été remise en service au cours du trimestre, alors que la deuxième l'a été au début du troisième trimestre.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 18 000 barils par jour au deuxième trimestre, comparativement à 22 000 pour la période correspondante de 2013. Le 1^{er} mai 2014, la compagnie a finalisé la vente de ses gisements classiques de pétrole et de gaz de Boundary Lake, de Cynthia-West Pembina et de Rocky Mountain House, dans l'Ouest du Canada. La baisse du volume de production découle essentiellement de la cession de ces biens.

RAPPORT DE GESTION (suite)

La production brute de gaz naturel du deuxième trimestre de 2014 a été de 158 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 204 millions pour la période correspondante de l'exercice précédent, reflétant l'incidence des biens cédés.

Le bénéfice net du secteur aval s'est élevé à 366 M\$ au deuxième trimestre, soit 463 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant de 2013. Les résultats du deuxième trimestre de 2013 comprenaient une charge de 264 M\$ liée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Les résultats ont également progressé de 120 M\$ par suite de l'amélioration de la fiabilité des raffineries, tandis que la hausse des marges de commercialisation et du volume des ventes y a contribué pour quelque 70 M\$.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a été de 57 M\$ au deuxième trimestre, en regard de 42 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats du deuxième trimestre de 2014 ont été les meilleurs résultats trimestriels jamais enregistrés. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'élargissement des marges sur le polyéthylène et à l'augmentation des ventes de ce produit.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 48 M\$ au deuxième trimestre, comparativement à un solde négatif de 15 M\$ pour la période correspondante de 2013. Cet écart est attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Comparaison des premiers semestres de 2014 et de 2013

Le bénéfice net du premier semestre de 2014 s'est établi à 2 178 M\$, ou 2,56 \$ par action, sur une base diluée, comparativement à 1 125 M\$, ou 1,32 \$ par action, au premier semestre de 2013.

Le bénéfice net du secteur Amont pour le premier semestre de 2014 était de 1 309 M\$, en hausse de 612 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013. Les résultats de 2014 comprennent un gain de 478 M\$ provenant de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont. Les résultats ont également progressé par suite de la hausse des prix obtenus pour les liquides, qui a compté pour environ 250 M\$, et de la dépréciation du dollar canadien, qui a ajouté environ 155 M\$ aux résultats. Ces facteurs ont été partiellement annulés par une hausse des redevances d'environ 165 M\$ et par une augmentation des coûts énergétiques de 55 M\$ environ. L'apport supplémentaire de la production de Kearl a été en grande partie annulé par la baisse des volumes de production de Syncrude et de Cold Lake.

Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de pétrole brut synthétique était en hausse d'environ 11 % au premier semestre de 2014, par rapport au semestre correspondant de l'exercice précédent, passant de 98,39 \$ le baril à 108,76 \$ le baril. Cette hausse de prix reflète celle du prix de référence du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), qui a augmenté d'environ 7 %, et la dépréciation du dollar canadien. Le prix moyen obtenu pour le bitume en dollars canadiens par la compagnie au premier semestre était de 70,79 \$ le baril contre 54,03 \$ le baril pour la période correspondante de 2013, l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume ayant rétréci. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 5,49 \$ le millier de pieds cubes au premier semestre de 2014, était en hausse de 1,99 \$ le millier de pieds cubes par rapport à la même période de 2013.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 142 000 barils par jour au premier semestre, comparativement à 154 000 pour la période correspondante de 2013. Cette baisse est principalement attribuable à la nature cyclique de l'utilisation de vapeur et des procédés de production connexes, et à l'impact de plusieurs pannes de courant imprévues de compagnies tierces au premier trimestre et d'activités d'entretien planifié au deuxième trimestre.

La production brute consécutive à la mise en valeur initiale de Kearl au premier semestre de 2014 s'est établie à 72 000 barils par jour (la part de l'impériale est de 51 000 barils).

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

RAPPORT DE GESTION (suite)

Au cours du premier semestre de 2014, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 62 000 barils par jour, comparativement à 67 000 barils pour la période correspondante de 2013. Cette baisse est principalement attribuable à l'accroissement des activités d'entretien.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 20 000 barils par jour au premier semestre, chiffre inchangé par rapport à la période correspondante de 2013.

La production brute de gaz naturel du premier semestre de 2014 a totalisé 181 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 195 millions pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse découle essentiellement de la cession de biens.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 854 M\$, en hausse de 473 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013. Les résultats du deuxième semestre de 2013 comprenaient une charge de 264 M\$ liée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Les résultats ont en outre progressé de 220 M\$ par suite de l'amélioration de la fiabilité des raffineries, de la hausse des marges de commercialisation et du volume des ventes (environ 85 M\$), et de la dépréciation du dollar canadien (environ 50 M\$). Ces facteurs ont été en partie annulés par la baisse des marges de raffinage, qui a retranché environ 150 M\$ des résultats.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a été de 100 M\$, le meilleur résultat semestriel jamais enregistré, en hausse de 23 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013. Cette hausse est principalement attribuable aux marges plus élevées obtenues sur tous les produits et à l'augmentation des ventes de polyéthylène.

Pour le premier semestre de 2014, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 85 M\$, comparativement à un solde négatif de 30 M\$ au cours de l'exercice précédent. Cet écart est attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 999 M\$ au deuxième trimestre, contre 738 M\$ pour la période correspondante de 2013. L'augmentation des flux de trésorerie est principalement attribuable à l'augmentation du bénéfice, en partie annulée par les effets du fonds de roulement.

Les activités d'investissement du deuxième trimestre ont donné lieu à des sorties nettes 595 M\$ comparativement à 1 562 M\$ pour la période correspondante de 2013. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont établies à 1 295 M\$ au deuxième trimestre, comparativement à 1 616 M\$ au trimestre correspondant de 2013. Les dépenses au cours du trimestre ont été axées principalement sur l'avancement des projets d'expansion de Kearn et de Nabiye à Cold Lake.

Le produit de la vente d'actifs au deuxième trimestre s'est chiffré à 732 M\$, par suite principalement de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont, comparativement à 54 M\$ au cours du trimestre correspondant de 2013.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont donné lieu à des sorties nettes de 335 M\$ au deuxième trimestre, comparativement à des rentrées nettes de 1 043 M\$ au deuxième trimestre de 2013. Au deuxième trimestre, la compagnie a réduit sa dette à court terme en rachetant pour 223 M\$ de ses billets de trésorerie en circulation. Les dividendes payés au deuxième trimestre de 2014 se sont élevés à 110 M\$, soit 8 M\$ de plus que pour la période correspondante de 2013. Les dividendes versés au deuxième trimestre se sont élevés à 0,13 \$ par action, comparativement à 0,12 \$ en 2013.

Les facteurs susmentionnés ont entraîné une baisse du solde de trésorerie de la compagnie, qui, au 30 juin 2014, s'établissait à 171 M\$ contre 272 M\$ à la fin de 2013.

INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LES RISQUES DE MARCHÉ

L'information sur les risques liés au marché pour le trimestre clos le 30 juin 2014 est sensiblement la même que 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 2013 et sur le formulaire 10-Q pour le trimestre clos le 31 mars 2014.

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	
	2014	2013	2014	2013
PRODUITS ET AUTRES REVENUS				
Produits d'exploitation (a) (b)	9 399	7 894	18 596	15 893
Revenus de placement et d'autres sources (note 3)	650	64	679	79
TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS	10 049	7 958	19 275	15 972
CHARGES				
Exploration	17	21	38	44
Achats de pétrole brut et de produits (c)	6 035	5 001	11 577	9 976
Production et fabrication (d)	1 390	1 468	2 866	2 649
Frais de vente et frais généraux	296	252	571	506
Taxe d'accise fédérale (a)	383	330	753	656
Amortissement et épuisement	280	452	560	637
Coûts de financement (note 5)	2	2	4	2
TOTAL DES CHARGES	8 403	7 526	16 369	14 470
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	1 646	432	2 906	1 502
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	414	105	728	377
BÉNÉFICE NET	1 232	327	2 178	1 125
DONNÉES PAR ACTION (en dollars canadiens)				
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base (note 8)	1,45	0,39	2,57	1,33
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué (note 8)	1,45	0,38	2,56	1,32
Dividendes par action ordinaire	0,13	0,12	0,26	0,24
(a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	383	330	753	656
(b) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits d'exploitation	742	364	1 558	1 225
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits	1 058	1 283	1 828	2 526
(d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication	89	84	175	170

Les notes afférentes aux états financiers consolidés 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	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net	1 232	327	2 178	1 125
Autres éléments du résultat étendu, après impôts sur le bénéfice				
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite (excluant l'amortissement)	-	-	(38)	(102)
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	37	51	75	102
Total des autres éléments du résultat étendu (perte)	37	51	37	-
Résultat étendu	1 269	378	2 215	1 125

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

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

BILAN CONSOLIDÉ

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

	Au 30 juin 2014	Au 31 déc 2013
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actifs à court terme		
Trésorerie	171	272
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives (a)	2 405	2 084
Stocks de pétrole brut et de produits	1 123	1 030
Matières, fournitures et charges payées d'avance	422	342
Actif d'impôts futurs	676	559
Total de l'actif à court terme	4 797	4 287
Créances à long terme, participations, placements et autres actifs à long terme	1 309	1 332
Immobilisations corporelles	47 901	47 165
déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	(14 886)	(15 845)
Acquisition d'immobilisations corporelles, montant net	33 015	31 320
Écart d'acquisition	224	224
Autres actifs incorporels, montant net	53	55
TOTAL DE L'ACTIF	39 398	37 218
PASSIF		
Passifs à court terme		
Billets et emprunts (b)	1 624	1 843
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 7)	4 752	4 518
Impôts sur le bénéfice à payer	710	727
Total des passifs à court terme	7 086	7 088
Dette à long terme (c) (note 6)	4 445	4 444
Autres obligations à long terme (note 7)	2 917	3 091
Passif d'impôts futurs	3 431	3 071
TOTAL DU PASSIF	17 879	17 694
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (d)	1 566	1 566
Bénéfices non répartis	21 637	19 679
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 9)	(1 684)	(1 721)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	21 519	19 524
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	39 398	37 218

- (a) Les comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives, comprennent des sommes remboursables par des apparentés de 4 M\$. (2013 - Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 170 M\$).
- (b) Les billets et emprunts comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 75 M\$ (75 M\$ en 2013).
- (c) Les dettes à long terme comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 4 316 M\$ (4 316 M\$ en 2013).
- (d) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était respectivement de 1 100 millions et de 848 millions (respectivement 1 100 millions et 848 millions en 2013).

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

Approuvé par le Conseil le 5 août 2014

/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	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	1 232	327	2 178	1 125
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	280	452	560	637
(Gain) perte à la vente d'actifs (note 3)	(640)	(51)	(660)	(55)
Charge d'impôts futurs et autres	221	141	226	170
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	333	5	(321)	(217)
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	(145)	(177)	(173)	(497)
Impôts sur le bénéfice à payer	(109)	45	(17)	(122)
Comptes créditeurs et charges à payer	(239)	113	196	508
Autres postes - montant net (a)	66	(117)	95	(214)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	999	738	2 084	1 335
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(1 295)	(1 616)	(2 501)	(2 961)
Acquisition	-	-	-	(1 602)
Produits associés à la vente d'actifs	732	54	807	62
Placements supplémentaires	(32)	-	(44)	-
Remboursement de prêt par une société dans laquelle l'entreprise détient une participation en actions	-	-	-	4
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(595)	(1 562)	(1 738)	(4 497)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	(223)	348	(223)	1 035
Émission d'emprunts à long terme	-	799	-	2 394
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(2)	(2)	(4)	(3)
Dividendes versés	(110)	(102)	(220)	(204)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(335)	1 043	(447)	3 222
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE LA TRÉSORERIE	69	219	(101)	60
TRÉSORERIE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	102	323	272	482
TRÉSORERIE À LA FIN DE LA PÉRIODE	171	542	171	542
(a) Comprend une cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(96)	(178)	(172)	(298)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés 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. Ils 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 2013 sur le formulaire 10-K de l'entreprise, et doivent se lire en parallèle avec ceux-ci. De l'avis de l'entreprise, 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, l'entreprise suit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Les résultats des six mois clos le 30 juin 2014 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 millions de dollars	Secteur Amont		Secteur Aval		Produits chimiques	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	2 109	1 383	6 901	6 197	389	314
Ventes intersectorielles	1 043	1 018	370	412	115	86
Revenus de placement et d'autres sources	643	45	7	18	(1)	-
	<u>3 795</u>	<u>2 446</u>	<u>7 278</u>	<u>6 627</u>	<u>503</u>	<u>400</u>
CHARGES						
Exploration	17	21	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	1 430	866	5 781	5 379	351	271
Production et fabrication (c)	987	881	350	534	53	54
Frais de vente et frais généraux	1	2	214	216	19	15
Taxe d'accise fédérale	-	-	383	330	-	-
Amortissement et épuisement (c)	216	147	58	299	3	3
Coûts de financement	2	-	-	2	-	-
TOTAL DES CHARGES	<u>2 653</u>	<u>1 917</u>	<u>6 786</u>	<u>6 760</u>	<u>426</u>	<u>343</u>
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>1 142</u>	<u>529</u>	<u>492</u>	<u>(133)</u>	<u>77</u>	<u>57</u>
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>285</u>	<u>132</u>	<u>126</u>	<u>(36)</u>	<u>20</u>	<u>15</u>
BÉNÉFICE NET	<u>857</u>	<u>397</u>	<u>366</u>	<u>(97)</u>	<u>57</u>	<u>42</u>
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS						
D'EXPLOITATION	633	588	248	99	74	52
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	1 237	1 569	135	50	6	2
Deuxième trimestre millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	9 399	7 894
Ventes intersectorielles	-	-	(1 528)	(1 516)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	1	1	-	-	650	64
	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>(1 528)</u>	<u>(1 516)</u>	<u>10 049</u>	<u>7 958</u>
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	17	21
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 527)	(1 515)	6 035	5 001
Production et fabrication (c)	-	-	-	(1)	1 390	1 468
Frais de vente et frais généraux	63	19	(1)	-	296	252
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	383	330
Amortissement et épuisement (c)	3	3	-	-	280	452
Coûts de financement	-	-	-	-	2	2
TOTAL DES CHARGES	<u>66</u>	<u>22</u>	<u>(1 528)</u>	<u>(1 516)</u>	<u>8 403</u>	<u>7 526</u>
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>(65)</u>	<u>(21)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1 646</u>	<u>432</u>
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>(17)</u>	<u>(6)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>414</u>	<u>105</u>
BÉNÉFICE NET	<u>(48)</u>	<u>(15)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1 232</u>	<u>327</u>
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS						
D'EXPLOITATION	44	(1)	-	-	999	738
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	20	16	-	-	1 398	1 637

- (a) Cela comprend des ventes à destination des États-Unis de 1 370 M\$ (1 306 M\$ en 2013). 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 les frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, les ajouts aux contrats de location-acquisition et les placements et acquisitions supplémentaires.
- (c) Une charge de 355 M\$ (264 M\$ après impôts) dans le secteur Aval au deuxième trimestre de 2013, associée à la décision de l'entreprise 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 de la dotation à l'amortissement et à l'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 coûts engagés dans le cadre du projet à la fin du deuxième trimestre de 2014, et liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés, se chiffraient à 70 M\$.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

Premier semestre au 30 juin millions de dollars	Secteur Amont		Secteur Aval		Produits chimiques	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	4 306	2 606	13 546	12 651	744	636
Ventes intersectorielles	2 111	1 947	800	1 188	217	144
Revenus de placement et d'autres sources	656	47	20	30	-	-
	7 073	4 600	14 366	13 869	961	780
CHARGES						
Exploration	38	44	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	2 835	1 723	11 197	10 999	670	531
Production et fabrication (c)	2 016	1 628	736	916	114	107
Frais de vente et frais généraux	3	3	424	434	36	32
Taxe d'accise fédérale	-	-	753	656	-	-
Amortissement et épuisement (c)	438	275	110	351	6	6
Coûts de financement	4	-	-	2	-	-
TOTAL DES CHARGES	5 334	3 673	13 220	13 358	826	676
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	1 739	927	1 146	511	135	104
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	430	230	292	130	35	27
BÉNÉFICE NET	1 309	697	854	381	100	77
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS						
D'EXPLOITATION	990	464	960	735	77	115
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	2 400	4 507	183	77	8	3
Total de l'actif au 30 juin	32 940	27 870	6 121	6 391	377	379
Premier semestre au 30 juin millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	18 596	15 893
Ventes intersectorielles	-	-	(3 128)	(3 279)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	3	2	-	-	679	79
	3	2	(3 128)	(3 279)	19 275	15 972
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	38	44
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(3 125)	(3 277)	11 577	9 976
Production et fabrication (c)	-	-	-	(2)	2 866	2 649
Frais de vente et frais généraux	111	37	(3)	-	571	506
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	753	656
Amortissement et épuisement (c)	6	5	-	-	560	637
Coûts de financement	-	-	-	-	4	2
TOTAL DES CHARGES	117	42	(3 128)	(3 279)	16 369	14 470
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(114)	(40)	-	-	2 906	1 502
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(29)	(10)	-	-	728	377
BÉNÉFICE NET	(85)	(30)	-	-	2 178	1 125
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS						
D'EXPLOITATION	57	21	-	-	2 084	1 335
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	41	26	-	-	2 632	4 613
Total de l'actif au 30 juin	535	798	(575)	(464)	39 398	34 974

- (a) Cela comprend des ventes à destination des États-Unis de 2 796 M\$ (2 691 M\$ en 2013). 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 les frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, les ajouts aux contrats de location-acquisition et les placements et acquisitions supplémentaires.
- (c) Une charge de 355 M\$ (264 M\$ après impôts) dans le secteur Aval au deuxième trimestre de 2013, associée à la décision de l'entreprise 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 de la dotation à l'amortissement et à l'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 coûts engagés dans le cadre du projet à la fin du deuxième trimestre de 2014, et liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés, se chiffraient à 70 M\$.

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 :

millions de dollars	Deuxième trimestre		Premier semestre au 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits de la vente d'actifs (a)	782	54	807	62
Valeur comptable des actifs vendus	142	3	147	7
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a)	640	51	660	55
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a)	480	38	496	41

- (a) Le deuxième trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014 comprenaient des gains de 638 M\$ (478 M\$ après impôts) sur la vente d'actifs de production classiques situés à Boundary Lake, à Cynthia-West Pembina et à Rocky Mountain House. Un montant de 50 M\$ provenant du produit de la vente a été reçu au premier trimestre de 2014.

4. Avantages de retraite

Les composantes du coût net des prestations sont les suivantes :

millions de dollars	Deuxième trimestre		Premier semestre au 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Avantages de retraite :				
Coût des services rendus de la période	39	45	77	90
Intérêts débiteurs	80	70	159	140
Rendement prévu de l'actif des régimes	(91)	(81)	(182)	(163)
Amortissement du coût des services passés	5	5	11	11
Amortissement des pertes nettes actuarielles	43	61	86	121
Coût net des prestations constituées	76	100	151	199
Avantages complémentaires de retraite :				
Coût des services rendus de la période	2	2	5	5
Intérêts débiteurs	6	6	12	11
Amortissement des pertes nettes actuarielles	2	2	4	5
Coût net des prestations constituées	10	10	21	21

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

millions de dollars	Deuxième trimestre		Premier semestre au 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Intérêts sur la dette	20	16	41	26
Intérêts capitalisés	(20)	(16)	(41)	(26)
Intérêts débiteurs - montant net	-	-	-	-
Autres intérêts	2	2	4	2
Total des coûts de financement	2	2	4	2

Au cours du premier trimestre de 2014, l'entreprise a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à court terme de 364 jours non garantie existante de 500 M\$ au mois de mars 2015. Toutes les autres modalités et conditions de l'entente restent inchangées. L'entreprise ne s'est pas prévalu de cette marge.

6. Dette à long terme

millions de dollars	Au	Au
	30 juin	31 déc
	2014	2013
Dette à long terme	4 316	4 316
Contrats de location-acquisition	129	128
Total de la dette à long terme	4 445	4 444

En janvier 2014, l'entreprise a porté le montant de sa facilité de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée de la société ExxonMobil de 5 G\$ à 6,25 G\$. Toutes les autres modalités et conditions de l'entente restent inchangées.

7. Autres obligations à long terme

millions de dollars	Au	Au
	30 juin	31 déc
	2014	2013
Avantages de retraite (a)	1 331	1 448
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b)	1 135	1 258
Passif au titre de la rémunération à base d'actions	223	140
Autres obligations	228	245
Total des autres obligations à long terme	2 917	3 091

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 53 M\$ à titre de passif à court terme (53 M\$ en 2013).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprennent aussi 155 M\$ comptabilisés à titre de passif à court terme (154 M\$ en 2013).

8. Bénéfice net par action

	Deuxième trimestre		Premier semestre au 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net - résultat de base par action				
Bénéfice net (en millions de dollars)	1 232	327	2 178	1 125
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,6	847,6	847,6
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,45	0,39	2,57	1,33

Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué

Bénéfice net (en millions de dollars)	1 232	327	2 178	1 125
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	847,6	847,6	847,6	847,6
Effet des primes à base d'actions versées (en millions d'actions)	3,1	3,2	3,0	3,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	850,7	850,8	850,6	850,7
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,45	0,38	2,56	1,32

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

millions de dollars	2014	2013
Solde au 1 ^{er} janvier	(1 721)	(2 455)
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	(38)	(102)
Montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	75	102
Solde au 30 juin	(1 684)	(2 455)

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

millions de dollars	Deuxième trimestre		Premier semestre au 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs inclus dans le coût net des prestations constituées de la période (a)	(50)	(68)	(101)	(137)

(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 :

millions de dollars	Deuxième trimestre		Premier semestre au 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
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)	-	-	(13)	(35)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs inclus dans le coût net des prestations constituées de la période	13	17	26	35
	13	17	13	-