



Deuxième Trimestre 2015

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

Pour les six mois terminés le 30 juin 2015

RÉSULTATS D'EXPLOITATION**Comparaison des deuxièmes trimestres de 2015 et de 2014**

Le bénéfice net de la société au cours du deuxième trimestre 2015 s'est chiffré à 120 M\$, ou 0,14 \$ par action sur une base diluée, et prend en compte des charges nettes, en majorité non-liquides, de 320 M\$ (0,38 \$ par action) associées à la récente augmentation des impôts sur le revenu de sociétés en Alberta par rapport à 1 232 M\$ ou 1,45 \$ par action pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Le secteur Amont a enregistré une perte nette au deuxième trimestre de 174 M\$, en baisse de 1 031 M\$ par rapport à la période correspondante de 2014. Le bénéfice du deuxième trimestre 2015 reflète la baisse des prix touchés pour le brut et le gaz d'environ 650 M\$ ainsi que l'effet associé à l'augmentation des impôts sur le revenu de sociétés en Alberta d'environ 327 M\$. Les résultats du deuxième trimestre de 2014 comprennent un gain de 478 M\$ provenant de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont. Ces facteurs ont été partiellement compensés par la hausse des volumes de Kearl et de Cold Lake, qui se sont chiffrés à 190 M\$, l'effet de la faiblesse du dollar canadien, environ 160 M\$, et la baisse des redevances d'environ 120 M\$.

West Texas Intermediate (WTI), la principale référence en dollars américains pour le brut en Amérique du Nord, a diminué de 44 % par rapport au trimestre correspondant en 2014. Les prix moyens obtenus en dollars canadiens par la société pour le pétrole synthétique et le bitume ont diminué d'environ 33 et 35 % au cours du deuxième trimestre 2015 pour se chiffrer à 75,20 \$ et 49,16 \$ le baril, respectivement, car la baisse de la référence du brut a été partiellement compensée par la faiblesse du dollar canadien et une réduction de l'écart léger lourd. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 1,83 \$ le millier de pieds cubes au deuxième trimestre de 2015, était en baisse de 2,25 \$ le millier de pieds cubes, par rapport à la même période de 2014.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 161 000 barils par jour au deuxième trimestre, en hausse par rapport aux 138 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent, principalement en raison de l'accélération continue de la production de Nabiye. On s'attend à ce que la production de Nabiye se chiffre à environ 40 000 barils par jour, avant redevances, d'ici la fin de 2015.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 130 000 barils par jour au cours du deuxième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 92 000 barils), en hausse par rapport aux 73 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 52 000 barils) lors du deuxième trimestre 2014, reflétant le démarrage rapide du projet d'expansion de Kearl et la poursuite de l'amélioration de la fiabilité du développement initial.

Au cours du deuxième trimestre de 2015, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 52 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 51 000 barils pour le deuxième trimestre de 2014.

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

IMPERIAL OIL LIMITED

MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS (continued)

La production brute de gaz naturel du deuxième trimestre de 2015 a été de 134 millions de pieds cubes par jour, en baisse comparativement à 158 millions de pieds cubes par jour pour la période correspondante de l'exercice précédent, reflétant l'incidence des biens cédés au cours du premier semestre de 2014.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est élevé à 215 M\$ au deuxième trimestre, soit 151 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant de l'exercice 2014. Les résultats ont diminué, principalement en raison de la faiblesse des marges, à environ 170 M\$, des dépenses de raffineries et d'entretien prévues plus élevées d'environ 90 M\$, partiellement compensées par les effets de la faiblesse du dollar canadien d'environ 130 M\$.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques était de 69 M\$ au deuxième trimestre, un chiffre trimestriel record, en hausse comparativement aux 57 M\$ du trimestre correspondant en 2014.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels étaient de 10 M\$ au deuxième trimestre, comparativement à un solde négatif de 48 M\$ pour la période correspondante de 2014, principalement attribuable aux modifications apportées aux charges liées à la rémunération à base d'actions et à l'effet de l'augmentation de l'impôt sur le revenu d'entreprises en Alberta.

Comparaison du premier semestre de 2015 et de 2014

Le bénéfice net du premier semestre de 2015 était de 541 M\$, ou 0,64 \$ par action sur une base diluée, et prend en compte des charges nettes, en majorité non-liquides, de 320 M\$ (0,38 \$ par action) associées à la récente augmentation des impôts sur le revenu de sociétés en Alberta, comparativement aux 2 178 M\$ ou 2,56 \$ par action pour le premier semestre de 2014, qui inclut un gain de 478 M\$ sur la vente d'actifs de production classique du secteur Amont.

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 363 M\$ au premier semestre de 2015, en baisse de 1 672 M\$ par rapport à la période correspondante de 2014. Le bénéfice du deuxième trimestre 2015 reflète la baisse des prix touchés pour le brut et le gaz d'environ 1 740 M\$ ainsi que l'effet associé à l'augmentation des impôts sur le revenu de sociétés en Alberta d'environ 327 M\$. Les résultats du deuxième trimestre de 2014 comprennent un gain de 478 M\$ provenant de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont. Ces facteurs ont été partiellement compensés par la baisse des redevances d'environ 330 M\$, l'effet de la faiblesse du dollar canadien, environ 320 M\$, et la hausse des volumes de Kearl et de Cold Lake d'environ 260 M\$.

WTI, la principale référence en dollars américains pour le brut en Amérique du Nord, a diminué de 47 % par rapport à la période correspondante en 2014. Les prix moyens obtenus en dollars canadiens par la société pour le pétrole synthétique et le bitume ont diminué d'environ 41 et 45 % au cours du premier semestre de 2015 pour se chiffrer à 63,89 \$ et 39,15 \$ le baril, respectivement, car la baisse de la référence du brut et l'augmentation de l'écart léger lourd ont été partiellement compensées par la faiblesse du dollar canadien. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 2,71 \$ le millier de pieds cubes en 2015, était en baisse d'environ 2,78 \$ par rapport à la même période de 2014.

IMPERIAL OIL LIMITED

MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS (continued)

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 156 000 barils par jour au premier semestre, en hausse par rapport aux 142 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent, principalement en raison de la production de Nabiye.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 113 000 barils par jour au cours du premier semestre 2015 (la part de l'Impériale se chiffrant à 80 000 barils), contre 72 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 51 000 barils), reflétant le démarrage rapide du projet d'expansion de Kearl et l'amélioration de la fiabilité du développement initial.

Au cours du premier semestre de 2015, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 63 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 62 000 barils pour la période correspondante de 2014.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 15 000 barils par jour au cours du premier semestre de 2015, contre 20 000 barils au cours de la période correspondante de 2014. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de biens au cours du premier semestre de 2014.

La production brute de gaz naturel du premier semestre de 2015 a été de 140 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 181 millions de pieds cubes par jour pour la période correspondante de l'exercice précédent, reflétant l'incidence des biens cédés au cours du premier semestre de 2014.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 780 M\$, en baisse de 74 M\$ par rapport à la période correspondante de 2014. Les résultats ont diminué, principalement en raison de la faiblesse des marges de raffinage, à environ 200 M\$, des dépenses de raffineries et d'entretien prévues d'environ 130 M\$, partiellement compensées par les effets de la faiblesse du dollar canadien d'environ 170 M\$, la baisse des coûts de l'énergie de 80 M\$ et d'un gain en 2015 de 17 M\$ provenant de la vente d'actifs.

Le bénéfice net du secteur des produits chimiques était de 135 M\$, en hausse comparativement à 100 M\$ lors de la période correspondante en 2014, principalement en raison de la robustesse des activités et des marges du polyéthylène.

Pour le premier semestre de 2015, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 11 M\$, comparativement à un solde négatif de 85 M\$ au cours de l'exercice précédent, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions et à l'effet de l'augmentation de l'impôt sur le revenu d'entreprises en Alberta.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 377 M\$ au deuxième trimestre, soit 999 M\$ de plus que pour la période correspondante de 2014. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation du bénéfice et aux effets du fonds de roulement.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 724 M\$ au deuxième trimestre, comparativement à 595 M\$ au cours de la période correspondante de 2014. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont établies à 773 M\$ au deuxième trimestre, contre 1 295 M\$ pour la période correspondante de 2014. Les dépenses au cours du trimestre ont été axées principalement sur l'achèvement des projets d'expansion du secteur Amont.

IMPERIAL OIL LIMITED

MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS (continued)

Les activités de financement ont donné lieu à des rentrées de 315 M\$ au deuxième trimestre, comparativement à 335 M\$ au deuxième trimestre de 2014. Les dividendes payés au troisième trimestre de 2015 se sont élevés à 110 M\$, inchangé comparativement à la période correspondante de 2014. Les dividendes par action versés au deuxième trimestre se sont élevés à 0,13 \$, inchangées comparativement à la période correspondante de 2014.

Le solde de trésorerie s'élevait à 28 M\$ au 30 juin 2015, comparativement à 171 M\$ à la fin du deuxième trimestre de 2014.

Après le second trimestre, la compagnie a porté la capacité de sa marge de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée de ExxonMobil de 6,25 G\$ à 7,75 G\$. De plus, la compagnie a conclu une entente de location-financement à long terme relative au pipeline Woodland pour une somme approximative de 500 M\$. Un engagement à l'égard de cette obligation avait été rapporté à titre d'engagement ferme d'investissement sur le formulaire 10-K de la compagnie en 2014.

NORMES COMPTABLES RÉCEMMENT PUBLIÉES

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board a émis une nouvelle norme intitulée Revenue from Contracts with Customers. La norme établit un modèle de revenu unique pour tous les contrats avec les clients, élimine les exigences spécifiques à l'industrie et élargit les exigences de divulgation. La norme doit être publiée le 1 janvier, 2018. Imperial évalue la norme et son effet sur les états financiers de la Société.

INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LES RISQUES DE MARCHÉ

L'information sur les risques liés au marché pour les six mois clos le 30 juin 2015 est sensiblement la même que celle qui figure à la page 22 du rapport annuel de la compagnie sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 et le formulaire 10-Q pour le trimestre terminé le 31 mars 2015 à l'exception de :

Sensibilité des résultats millions de dollars après taxes		
Variation de cinq dollars (US) en prix du pétrole brut	+ (-)	350
Réduction (augmentation) de huit cents dans la valeur du dollar Canadien par rapport au dollar US.	+ (-)	720

La sensibilité du bénéfice net aux variations des prix de pétrole brut a diminué au cours du premier trimestre de 2015 par approximativement 5 M\$ (après taxes) par année pour chaque variation d'un dollar US. La diminution est principalement attribuée aux coûts de redevance plus élevés en raison des prix de pétrole brut plus élevés et des taxes plus élevées résultant du taux de taxe corporative de l'Alberta.

La sensibilité du bénéfice net aux variations du dollar Canadien par rapport au dollar US a augmentée au cours du premier trimestre de 2015 par approximativement 10 M\$ (après taxes) par année pour chaque cent de variation principalement en raison de l'impact des prix US plus élevés de pétrole brut.

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	
	2015	2014	2015	2014
PRODUITS ET AUTRES REVENUS				
Produits d'exploitation (a) (b)	7 272	9 399	13 442	18 596
Revenus de placement et d'autres sources (note 3)	29	650	62	679
TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS	7 301	10 049	13 504	19 275
CHARGES				
Exploration	16	17	33	38
Achats de pétrole brut et de produits (c)	4 295	6 035	7 600	11 577
Production et fabrication (d)	1 395	1 390	2 754	2 866
Frais de vente et frais généraux	272	296	536	571
Taxe d'accise fédérale (a)	387	383	764	753
Dépréciation et épuisement	335	280	652	560
Coûts de financement (note 5)	5	2	8	4
TOTAL DES CHARGES	6 705	8 403	12 347	16 369
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	596	1 646	1 157	2 906
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	476	414	616	728
BÉNÉFICE NET	120	1 232	541	2 178
DONNÉES PAR ACTION (en dollars canadiens)				
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base (note 8)	0,14	1,45	0,64	2,57
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué (note 8)	0,14	1,45	0,64	2,56
Dividendes par action ordinaire	0,13	0,13	0,26	0,26
(a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	387	383	764	753
(b) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits d'exploitation	1 017	742	1 655	1 558
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits	967	1 058	1 653	1 828
(d) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication	125	89	227	175

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	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net	120	1 232	541	2 178
Autres éléments du résultat étendu, avant impôts				
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs à la retraite (excluant l'amortissement)	-	-	(176)	(38)
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	42	37	84	75
Total des autres éléments du résultat étendu/(perte)	42	37	(92)	37
Résultat étendu	162	1 269	449	2 215

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 2015	Au 31 déc. 2014
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actifs à court terme		
Espèces	28	215
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives (a)	2 105	1 539
Stocks de pétrole brut et de produits	1 099	1 121
Matières, fournitures et charges payées d'avance	565	380
Actif d'impôts futurs	377	314
Total de l'actif à court terme	<u>4 174</u>	3 569
Créances à long terme, participations, placements et autres actifs à long terme	1 529	1 406
Immobilisations corporelles et incorporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	52 551 <u>(15 709)</u>	50 911 <u>(15 337)</u>
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles, montant net	36 842	35 574
Écart d'acquisition	224	224
Autres actifs incorporels, montant net	65	57
TOTAL DE L'ACTIF	<u>42 834</u>	<u>40 830</u>
PASSIF		
Passifs à court terme		
Billets et emprunts (b)	1 976	1 978
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 7)	3 606	3 969
Impôts sur le bénéfice à payer	366	34
Total des passifs à court terme	<u>5 948</u>	5 981
Dettes à long terme (c) (note 6)	6 008	4 913
Autres obligations à long terme (d) (note 7)	3 973	3 565
Passif d'impôts futurs	4 146	3 841
TOTAL DU PASSIF	<u>20 075</u>	<u>18 300</u>
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (e)	1 566	1 566
Bénéfices non répartis	23 344	23 023
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 9)	<u>(2 151)</u>	<u>(2 059)</u>
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>22 759</u>	<u>22 530</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>42 834</u>	<u>40 830</u>

- (a) Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives comprennent des sommes remboursables par des apparentés de 249 M\$ (2014 - Les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 174 M\$)
- (b) Les billets et emprunts comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 75 M\$ (75 M\$ en 2014).
- (c) Les dettes à long terme comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 5 852 M\$ (4 746 M\$ en 2014).
- (d) Les autres dettes à long terme comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 208 M\$ (96 M\$ en 2014).
- (e) 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 2014).

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

Approuvé par le Conseil, le 4 août 2015

/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	
	2015	2014	2015	2014
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	120	1 232	541	2 178
Ajustements au titre des éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	335	280	652	560
(Gain)/perte à la vente d'actifs (note 3)	(25)	(640)	(51)	(660)
Charge d'impôts futurs et autres	254	221	272	226
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	(353)	333	(566)	(321)
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	(148)	(145)	(163)	(173)
Impôts sur le bénéfice à payer	148	(109)	332	(17)
Comptes créditeurs et charges à payer	23	(239)	(363)	196
Autres postes - montant net (a)	23	66	4	95
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	377	999	658	2 084
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Entrées d'immobilisations corporelles	(773)	(1 295)	(1 784)	(2 501)
Produits associés à la vente d'actifs	65	732	90	807
Placements supplémentaires	(16)	(32)	(32)	(44)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(724)	(595)	(1 726)	(1 738)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	40	(223)	1	(223)
Émission d'emprunts à long terme	389	-	1 106	-
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(4)	(2)	(6)	(4)
Dividendes versés	(110)	(110)	(220)	(220)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	315	(335)	881	(447)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE LA TRÉSORERIE	(32)	69	(187)	(101)
TRÉSORERIE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	60	102	215	272
TRÉSORERIE À LA FIN DE LA PÉRIODE (b)	28	171	28	171
(a) Comprend une cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(69)	(96)	(132)	(172)
(b) La trésorerie comprend les fonds en banque et les équivalents de trésorerie au coût. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides échéant au plus trois mois après la date de leur achat				

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 2014 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 2015 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	1 783	2 109	5 178	6 901	311	389
Ventes intersectorielles	718	1 043	268	370	63	115
Revenus de placement et d'autres sources	16	643	13	7	(1)	(1)
	<u>2 517</u>	<u>3 795</u>	<u>5 459</u>	<u>7 278</u>	<u>373</u>	<u>503</u>
CHARGES						
Exploration	16	17	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	1 070	1 430	4 071	5 781	205	351
Production et fabrication	953	987	392	350	50	53
Frais de vente et frais généraux	(1)	1	243	214	20	19
Taxe d'accise fédérale	-	-	387	383	-	-
Dépréciation et épusement	273	216	56	58	2	3
Coûts de financement	-	2	-	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	<u>2 311</u>	<u>2 653</u>	<u>5 149</u>	<u>6 786</u>	<u>277</u>	<u>426</u>
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>206</u>	<u>1 142</u>	<u>310</u>	<u>492</u>	<u>96</u>	<u>77</u>
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>380</u>	<u>285</u>	<u>95</u>	<u>126</u>	<u>27</u>	<u>20</u>
BÉNÉFICE NET	<u>(174)</u>	<u>857</u>	<u>215</u>	<u>366</u>	<u>69</u>	<u>57</u>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<u>(264)</u>	<u>633</u>	<u>541</u>	<u>248</u>	<u>105</u>	<u>74</u>
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	<u>704</u>	<u>1 237</u>	<u>96</u>	<u>135</u>	<u>4</u>	<u>6</u>
Deuxième trimestre millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	7 272	9 399
Ventes intersectorielles	-	-	(1 049)	(1 528)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	1	1	-	-	29	650
	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>(1 049)</u>	<u>(1 528)</u>	<u>7 301</u>	<u>10 049</u>
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	16	17
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 051)	(1 527)	4 295	6 035
Production et fabrication	-	-	-	-	1 395	1 390
Frais de vente et frais généraux	8	63	2	(1)	272	296
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	387	383
Dépréciation et épusement	4	3	-	-	335	280
Coûts de financement	5	-	-	-	5	2
TOTAL DES CHARGES	<u>17</u>	<u>66</u>	<u>(1 049)</u>	<u>(1 528)</u>	<u>6 705</u>	<u>8 403</u>
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>(16)</u>	<u>(65)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>596</u>	<u>1 646</u>
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	<u>(26)</u>	<u>(17)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>476</u>	<u>414</u>
BÉNÉFICE NET	<u>10</u>	<u>(48)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>120</u>	<u>1 232</u>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<u>(5)</u>	<u>44</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>377</u>	<u>999</u>
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	<u>15</u>	<u>20</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>819</u>	<u>1 398</u>

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 1 362 M\$ (1 370 M\$ en 2014). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont
- (b) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, les ajouts aux contrats de location-acquisition et les placements et acquisitions supplémentaires.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

six mois au 30 juin millions de dollars	Secteur Amont		Secteur Aval		Produits chimiques	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	2 995	4 306	9 847	13 546	600	744
Ventes intersectorielles	1 316	2 111	524	800	122	217
Revenus de placement et d'autres sources	18	656	43	20	-	-
	<u>4 329</u>	<u>7 073</u>	<u>10 414</u>	<u>14 366</u>	<u>722</u>	<u>961</u>
CHARGES						
Exploration	33	38	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	1 908	2 835	7 266	11 197	387	670
Production et fabrication	1 903	2 016	748	736	103	114
Frais de vente et frais généraux	(1)	3	464	424	42	36
Taxe d'accise fédérale	-	-	764	753	-	-
Dépréciation et épusement	532	438	108	110	5	6
Coûts de financement	3	4	-	-	-	-
	<u>4 378</u>	<u>5 334</u>	<u>9 350</u>	<u>13 220</u>	<u>537</u>	<u>826</u>
TOTAL DES CHARGES	(49)	1 739	1 064	1 146	185	135
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	314	430	284	292	50	35
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(363)	1 309	780	854	135	100
BÉNÉFICE NET	(515)	990	1 055	960	160	77
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 594	2 400	221	183	16	8
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	36 612	32 940	5 839	6 121	381	377
Total de l'actif au 30 juin						
six mois au 30 juin millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Produits d'exploitation (a)	-	-	-	-	13 442	18 596
Ventes intersectorielles	-	-	(1 962)	(3 128)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	1	3	-	-	62	679
	<u>1</u>	<u>3</u>	<u>(1 962)</u>	<u>(3 128)</u>	<u>13 504</u>	<u>19 275</u>
CHARGES						
Exploration	-	-	-	-	33	38
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	(1 961)	(3 125)	7 600	11 577
Production et fabrication	-	-	-	-	2 754	2 866
Frais de vente et frais généraux	32	111	(1)	(3)	536	571
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	764	753
Dépréciation et épusement	7	6	-	-	652	560
Coûts de financement	5	-	-	-	8	4
	<u>44</u>	<u>117</u>	<u>(1 962)</u>	<u>(3 128)</u>	<u>12 347</u>	<u>16 369</u>
TOTAL DES CHARGES	(43)	(114)	-	-	1 157	2 906
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(32)	(29)	-	-	616	728
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE	(11)	(85)	-	-	541	2 178
BÉNÉFICE NET	(42)	57	-	-	658	2 084
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	38	41	-	-	1 869	2 632
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (b)	413	535	(411)	(575)	42 834	39 398
Total de l'actif au 30 juin						

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 2 163 M\$ (2 796 M\$ en 2014). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont
- (b) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, les ajouts aux contrats de location-acquisition et les placements et acquisitions supplémentaires.

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		Six mois au 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits de la vente d'actifs	65	782	90	807
Valeur comptable des actifs vendus	40	142	39	147
Gain/(perte) à la vente d'actifs, après impôts	25	640	51	660
Gain/(perte) à la vente d'actifs, après impôts	17	480	40	496

4. Avantages de retraite

Les composantes du coût net des prestations sont les suivantes :

millions de dollars	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Avantages de retraite :				
Coût des services rendus de la période	51	39	102	77
Intérêts débiteurs	77	80	154	159
Rendement prévu de l'actif des régimes	(96)	(91)	(193)	(182)
Amortissement du coût des services passés	4	5	8	11
Amortissement des pertes nettes actuarielles	49	43	99	86
Coût net des prestations constituées	85	76	170	151
Avantages complémentaires de retraite :				
Coût des services rendus de la période	4	2	8	5
Intérêts débiteurs	6	6	12	12
Amortissement des pertes nettes actuarielles	3	2	6	4
Coût net des prestations constituées	13	10	26	21

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

millions de dollars	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Intérêts sur la dette	20	20	43	41
Intérêts capitalisés	(15)	(20)	(38)	(41)
Intérêts débiteurs - montant net	5	-	5	-
Autres intérêts	-	2	3	4
Total des coûts de financement	5	2	8	4

Au cours du premier trimestre de 2015, la compagnie 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 2016. La compagnie ne s'est pas prévalu de cette marge.

6. Dette à long terme

millions de dollars	Au 30 juin	Au 31 déc.
	2015	2014
Dette à long terme	5 852	4 746
Contrats de location-acquisition	156	167
Total de la dette à long terme	6 008	4 913

Au cours du premier semestre de l'année 2015, la Société a augmenté sa dette à long terme par 1 106 M\$ en s'appuyant sur une marge existante avec une société affiliée d'Exxon Mobil Corporation. La hausse de dette a servi à financer les activités normales et des projets de capital-risque.

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

Après le second trimestre, la compagnie a conclu une entente de location-financement à long terme relative au pipeline Woodland pour une somme approximative de 500 M\$. Un engagement à l'égard de cette obligation avait été rapporté à titre d'engagement ferme d'investissement sur le formulaire 10-K de la compagnie en 2014.

7. Autres obligations à long terme

millions de dollars	Au 30 juin	Au 31 déc.
	2015	2014
Avantages de retraite (a)	1 870	1 739
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b)	1 518	1 325
Passif au titre de la rémunération à base d'actions	178	154
Autres obligations	407	347
Total des autres obligations à long terme	3 973	3 565

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 58 M\$ à titre de passif à court terme (58 M\$ en 2014).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 143 M\$ comptabilisés à titre de passif à court terme (143 M\$ en 2014)

8. Bénéfice net par action

	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net - résultat de base par action				
Bénéfice net (en millions de dollars)	120	1 232	541	2 178
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 (dollars)	0,14	1,45	0,64	2,57
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué				
Bénéfice net (en millions de dollars)	120	1 232	541	2 178
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	3,1	3,0	3,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	850,7	850,7	850,6	850,6
Bénéfice net par action ordinaire (dollars)	0,14	1,45	0,64	2,56

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

millions de dollars	2015	2014
Solde au 1er janvier	(2 059)	(1 721)
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :		
Variation au cours de la période, excluant les montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	(176)	(38)
Montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	84	75
Solde au 30 juin	(2 151)	(1 684)

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

millions de dollars	Deuxième trimestre		Six mois au 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs inclus dans le coût net des prestations constituées de la période (a)	(56)	(50)	(113)	(101)

(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		Six mois au 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
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)	-	-	(61)	(13)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs inclus dans le coût net des prestations constituées de la période	15	13	30	26
	15	13	(31)	13

10. Normes comptables récemment publiées

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board a émis une nouvelle norme intitulée *Revenue from Contracts with Customers*. La norme établit un modèle de revenu unique pour tous les contrats avec les clients, élimine les exigences spécifiques à l'industrie et élargit les exigences de divulgation. La norme doit être publiée le 1 janvier, 2018. Imperial évalue la norme et son effet sur les états financiers de la compagnie.