



PETRO-CANADA

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

LE 30 JUIN, 2005

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION
30 juin 2005

	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	77,8	85,4	77,8	86,5
Sables pétrolifères	48,9	40,7	43,7	44,0
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	14,5	13,7	15,3	14,4
Nord-Ouest de l'Europe	26,3	43,7	30,3	45,3
Afrique du Nord/Proche-Orient	<u>116,8</u>	<u>127,1</u>	<u>116,9</u>	<u>131,0</u>
	<u>284,3</u>	<u>310,6</u>	<u>284,0</u>	<u>321,2</u>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	654	691	678	684
Nord-Ouest de l'Europe	61	85	69	94
Afrique du Nord/Proche-Orient	26	21	27	21
Nord de l'Amérique latine	<u>74</u>	<u>71</u>	<u>75</u>	<u>69</u>
	<u>815</u>	<u>868</u>	<u>849</u>	<u>868</u>
Production totale ⁽²⁾ , nette avant redevances (en milliers de bep/j)	<u>420</u>	<u>455</u>	<u>426</u>	<u>466</u>
Après redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	73,6	82,4	74,0	83,8
Sables pétrolifères	48,4	40,3	43,3	43,6
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	10,9	10,1	11,5	10,6
Nord-Ouest de l'Europe	25,2	43,7	29,7	45,3
Afrique du Nord/Proche-Orient	<u>61,7</u>	<u>66,6</u>	<u>62,2</u>	<u>68,6</u>
	<u>219,8</u>	<u>243,1</u>	<u>220,7</u>	<u>251,9</u>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	503	531	519	520
Nord-Ouest de l'Europe	61	85	69	94
Afrique du Nord/Proche-Orient	4	6	5	5
Nord de l'Amérique latine	<u>49</u>	<u>40</u>	<u>62</u>	<u>54</u>
	<u>617</u>	<u>662</u>	<u>655</u>	<u>673</u>
Production totale ⁽²⁾ , nette après redevances (en milliers de bep/j)	<u>323</u>	<u>353</u>	<u>330</u>	<u>364</u>
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m ³ /j)				
Essences	25,2	25,1	24,2	24,5
Distillats	17,8	19,5	19,5	20,8
Divers, dont les produits pétrochimiques	<u>8,6</u>	<u>12,6</u>	<u>8,7</u>	<u>11,5</u>
	<u>51,6</u>	<u>57,2</u>	<u>52,4</u>	<u>56,8</u>
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m ³ /j)	35,9	45,8	41,8	48,4
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ⁽³⁾	87	92	94	97
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ⁽⁴⁾	1,7	2,0	2,0	2,0

(1) Le Gaz naturel nord-américain inclut l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

(2) Les volumes de gaz naturel sont convertis selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz en un baril de pétrole.

(3) Comprend la capacité de la raffinerie d'Oakville, ajustée au pro rata, de façon à refléter le fonctionnement partiel de cette raffinerie avant sa fermeture permanente survenue le 11 avril 2005.

(4) Avant l'amortissement additionnel et les autres charges liées à la fermeture de la raffinerie d'Oakville.

PRIX MOYENS RÉALISÉS
30 juin 2005

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/b)				
Pétrole de la côte Est	61,41	47,51	58,26	45,09
Sables pétrolifères	44,35	41,10	41,18	38,31
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	56,83	44,98	54,87	42,26
Nord-Ouest de l'Europe	66,38	48,90	61,08	46,19
Afrique du Nord/Proche-Orient	64,22	46,94	59,67	43,76
Total – pétrole brut et liquides de gaz naturel	59,85	46,52	56,33	43,65
Gaz naturel (en \$/millier de pi³)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	7,29	6,91	6,95	6,69
Nord-Ouest de l'Europe	6,71	5,29	7,13	5,48
Afrique du Nord/Proche-Orient	7,01	5,02	5,87	4,66
Nord de l'Amérique latine	5,05	4,99	5,07	4,86
Total – gaz naturel	7,03	6,55	6,77	6,36

DONNÉES SUR LES ACTIONS
30 juin 2005

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en millions)	259,7	266,2	259,9	266,1
Nombre moyen pondéré d'actions diluées en circulation (en millions)	263,0	269,7	263,2	269,6
Bénéfice net/action – de base	1,33	1,48	1,78	3,41
– dilué	1,31	1,46	1,76	3,36
Flux de trésorerie/action	3,60	3,22	6,88	6,59
Dividendes/action	0,15	0,15	0,30	0,30
Cours des actions ⁽²⁾ – haut	82,37	64,67	82,37	69,69
– bas	67,30	56,49	59,01	55,46
– clôture au 30 juin	79,75	57,65	79,75	57,65
Actions négociées ⁽³⁾ (en millions)	72,9	60,0	154,3	139,1

(1) Le Gaz naturel nord-américain comprend l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

(2) Les cours des actions sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.

(3) Total des actions négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 juin 2005**

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Exploitation	\$ 4 286	\$ 3 653	\$ 8 166	\$ 7 092
Revenus de placement et autre produits (Note 4)	<u>(226)</u>	<u>(88)</u>	<u>(724)</u>	<u>(54)</u>
	<u>4 060</u>	<u>3 565</u>	<u>7 442</u>	<u>7 038</u>
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 096	1 666	3 948	3 139
Exploitation, commercialisation et administration (Note 5)	758	669	1 454	1 324
Exploration	58	65	140	110
Amortissement pour dépréciation et épuisement (Note 5)	349	343	697	698
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	(10)	26	(5)	42
Intérêts	<u>39</u>	<u>38</u>	<u>73</u>	<u>75</u>
	<u>3 290</u>	<u>2 807</u>	<u>6 307</u>	<u>5 388</u>
Bénéfice avant impôts	770	758	1,135	1 650
Impôts sur le bénéfice				
Exigibles	461	424	892	819
Futurs (Note 6)	<u>(36)</u>	<u>(59)</u>	<u>(220)</u>	<u>(75)</u>
	<u>425</u>	<u>365</u>	<u>672</u>	<u>744</u>
Bénéfice net	\$ <u>345</u>	\$ <u>393</u>	\$ <u>463</u>	\$ <u>906</u>
Bénéfice par action (Note 8)				
De base (en dollars)	\$ <u>1,33</u>	\$ <u>1,48</u>	\$ <u>1,78</u>	\$ <u>3,41</u>
Dilué (en dollars)	\$ <u>1,31</u>	\$ <u>1,46</u>	\$ <u>1,76</u>	\$ <u>3,36</u>

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 juin 2005**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	\$ 5 487	\$ 4 283	\$ 5 408	\$ 3 810
Bénéfice net	345	393	463	906
Dividendes sur les actions ordinaires	<u>(39)</u>	<u>(40)</u>	<u>(78)</u>	<u>(80)</u>
Bénéfices non répartis à la fin de la période	\$ <u>5 793</u>	\$ <u>4 636</u>	\$ <u>5 793</u>	\$ <u>4 636</u>

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés.

FLUX DE TRÉSORERIE (non vérifiés)
Pour la période terminée le 30 juin 2005
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004 (retraités)	2005	2004 (retraités)
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	345	393	463	906
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	349	343	697	698
Impôts futurs	(36)	(59)	(220)	(75)
Accroissement des obligations liées à la mise hors service de biens	13	12	29	24
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	(10)	26	(5)	42
Gain à la cession d'éléments d'actif (Note 4)	(14)	-	(14)	(10)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard (Note 14)	272	93	764	93
Autres	(8)	12	1	18
Charges d'exploration (Note 3)	23	36	73	57
Produit de la vente de comptes débiteurs (Note 9)	-	399	80	399
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation	<u>77</u>	<u>92</u>	<u>(294)</u>	<u>81</u>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<u>1 011</u>	<u>1 347</u>	<u>1 574</u>	<u>2 233</u>
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration (Notes 3 et 7)	(1 076)	(1 805)	(1 955)	(2 267)
Produit de la vente d'éléments d'actif	20	2	21	32
Augmentation des charges reportées et autres éléments d'actif	(27)	(8)	(41)	(14)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse et autre lié aux activités d'investissement	<u>191</u>	<u>10</u>	<u>210</u>	<u>(4)</u>
	<u>(892)</u>	<u>(1 801)</u>	<u>(1 765)</u>	<u>(2 253)</u>
Activités de financement				
Augmentation (diminution) des effets à payer à court terme	(588)	286	(279)	286
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme (Note 10)	762	-	762	-
Remboursement sur la dette à long terme	(2)	(295)	(3)	(296)
Produit de l'émission d'actions ordinaires (Note 11)	18	9	45	24
Achat d'actions ordinaires (Note 11)	(75)	(10)	(142)	(10)
Dividendes sur les actions ordinaires	(39)	(40)	(78)	(80)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement	<u>(1)</u>	<u>9</u>	<u>(1)</u>	<u>(18)</u>
	<u>75</u>	<u>(41)</u>	<u>304</u>	<u>(94)</u>
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	194	(495)	113	(114)
Espèces et quasi-espèces au début de la période	<u>89</u>	<u>1 016</u>	<u>170</u>	<u>635</u>
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	<u><u>283</u></u>	<u><u>521</u></u>	<u><u>283</u></u>	<u><u>521</u></u>

BILAN CONSOLIDÉ (non vérifié)
Au 30 juin 2005
(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2005	31 décembre 2004
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	283	170
Débiteurs (Note 9)	1 558	1 254
Stocks	578	549
Charges payées d'avance	<u>45</u>	<u>13</u>
	2 464	1 986
Immobilisations corporelles, nettes	15 801	14 783
Écart d'acquisition	915	986
Charges reportées et autres éléments d'actif	<u>396</u>	<u>345</u>
	<u>19 576</u>	<u>18 100</u>
Passif et avoir des actionnaires		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	2 398	2 223
Impôts sur le bénéfice à payer	244	370
Effets à payer à court terme	24	299
Tranche à court terme de la dette à long terme	<u>7</u>	<u>6</u>
	2 673	2 898
Dette à long terme (Note 10)	3 058	2 275
Autres éléments de passif	1 702	646
Obligations relatives à la mise hors service de biens	842	834
Impôts futurs	2 538	2 708
Avoir des actionnaires		
Actions ordinaires (Note 11)	1 353	1 314
Surplus d'apport	1 611	1 743
Bénéfices non répartis	5 793	5 408
Écart de conversion de devises	<u>6</u>	<u>274</u>
	8 763	8 739
	<u>19 576</u>	<u>18 100</u>

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1 INFORMATION SECTORIELLE

Trois mois terminés le 30 juin

	Amont												Total consolidé	
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés			
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004		
Produits														
Ventes aux clients	452	447	359	261	168	85	662	523	2 645	2 337	-	-	4 286	3 653
Revenus de placement et autres produits	1	-	-	-	1	-	(251)	(89)	35	(4)	(12)	5	(226)	(88)
Ventes intersectorielles	76	52	58	105	171	130	-	-	3	2	-	-		
Produits sectoriels	529	499	417	366	340	215	411	434	2 683	2 335	(12)	5	4 060	3 565
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	106	93	-	-	133	64	-	-	1 861	1 511	(4)	(2)	2 096	1 666
Opérations intersectorielles	-	-	3	2	17	12	-	-	288	275	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	109	93	36	26	104	90	125	110	345	333	39	17	758	669
Exploration	22	23	-	2	3	-	33	40	-	-	-	-	58	65
Amortissement pour dépréciation et épuisement	90	75	73	70	30	12	103	116	52	69	1	1	349	343
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	26	(10)	26
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39	38	39	38
	327	284	112	100	287	178	261	266	2 546	2 188	65	80	3 290	2 807
Bénéfice (perte) avant impôts	202	215	305	266	53	37	150	168	137	147	(77)	(75)	770	758
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	69	94	87	87	7	(13)	257	198	71	77	(30)	(19)	461	424
Futurs	16	(12)	10	(3)	12	25	(52)	(45)	(23)	(22)	1	(2)	(36)	(59)
	85	82	97	84	19	12	205	153	48	55	(29)	(21)	425	365
Bénéfice net (perte nette)	117	133	208	182	34	25	(55)	15	89	92	(48)	(54)	345	393
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	131	173	68	70	396	79	253	1 286	224	195	4	2	1 076 ⁽¹⁾	1 805 ⁽¹⁾
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	255	251	215	214	73	74	243	308	262	418	(37)	82	1 011	1 347

(1) Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 9 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2005 (3 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1 INFORMATION SECTORIELLE

Six mois terminés le 30 juin

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés		Total consolidé	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits														
Ventes aux clients	883	865	596	504	297	180	1 254	1 084	5 136	4 459	-	-	8 166	7 092
Revenus de placement et autres produits	1	1	-	-	-	-	(738)	(71)	28	5	(15)	11	(724)	(54)
Ventes intersectorielles	149	98	176	241	281	255	-	-	7	5	-	-		
Produits sectoriels	1 033	964	772	745	578	435	516	1 013	5 171	4 469	(15)	11	7 442	7 038
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	201	186	-	-	242	125	-	-	3 505	2 825	-	3	3 948	3 139
Opérations intersectorielles	4	3	3	2	32	22	-	-	574	572	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	201	178	80	61	199	172	236	230	672	653	66	30	1 454	1 324
Exploration	64	48	-	2	31	9	45	51	-	-	-	-	140	110
Amortissement pour dépréciation et épuisement	184	149	136	142	50	24	221	246	105	136	1	1	697	698
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	42	(5)	42
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	75	73	75
	654	564	219	207	554	352	502	527	4 856	4 186	135	151	6 307	5 388
Bénéfice (perte) avant impôts	379	400	553	538	24	83	14	486	315	283	(150)	(140)	1 135	1 650
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	148	182	172	163	(22)	(27)	476	398	171	142	(53)	(39)	892	819
Futurs	11	(34)	4	7	31	51	(207)	(58)	(58)	(39)	(1)	(2)	(220)	(75)
	159	148	176	170	9	24	269	340	113	103	(54)	(41)	672	744
Bénéfice net (perte nette)	220	252	377	368	15	59	(255)	146	202	180	(96)	(99)	463	906
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	380	305	127	121	546	165	420	1 358	478	316	4	2	1 955 ⁽¹⁾	2 267 ⁽¹⁾
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	490	450	442	490	110	150	423	585	273	527	(164)	31	1,574	2 233

⁽¹⁾ Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 17 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2005 (5 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers consolidés annuels prévoient la présentation de renseignements additionnels non requis dans le cas des états financiers consolidés intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés inclus dans le rapport annuel 2004 de la Société. Les états financiers consolidés intermédiaires sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et suivent les conventions comptables résumées dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés annuels, à l'exception de la modification décrite à la Note 3.

3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

État des flux de trésorerie

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, la Société a modifié la présentation des flux de trésorerie dans l'état des flux de trésorerie consolidés conformément à de récentes interprétations de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Auparavant, tous les frais d'exploration étaient classés en tant qu'activités d'investissement. Avec la modification, les coûts d'administration, de même que les frais d'exploration géologique et géophysique, sont traités comme une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Toutes les périodes antérieures ont été retraitées de façon à refléter cette modification. La modification entraîne une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de 35 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2005 (29 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2004) et 67 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2005 (53 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2004).

4. REVENUS DE PLACEMENT ET AUTRES PRODUITS

Les revenus de placement et autres produits comprennent des pertes nettes sur contrats dérivés (voir Note 14) de 254 millions \$ et de 759 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement (95 millions \$ et 90 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004) ainsi que des gains nets à la cession d'éléments d'actif de 14 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement (néant \$ et 10 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004).

5. DÉVALUATION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

À la suite d'un examen de ses activités de raffinage et d'approvisionnement de l'Est du Canada, Petro-Canada a annoncé en septembre 2003 qu'elle cesserait ses activités de raffinage à Oakville et qu'elle agrandirait le terminal existant. La charge totale imputée aux résultats relativement à la fermeture, qui a eu lieu en avril 2005, est d'environ 200 millions \$ après impôts. Les charges suivantes ont été enregistrées dans le secteur Aval :

	<u>Trois mois terminés le 30 juin</u>				<u>Six mois terminés le 30 juin</u>			
	<u>2005</u>		<u>2004</u>		<u>2005</u>		<u>2004</u>	
	<u>Avant</u>	<u>Après</u>	<u>Avant</u>	<u>Après</u>	<u>Avant</u>	<u>Après</u>	<u>Avant</u>	<u>Après</u>
	<u>impôts</u>	<u>impôts</u>	<u>impôts</u>	<u>impôts</u>	<u>impôts</u>	<u>impôts</u>	<u>impôts</u>	<u>impôts</u>
Exploitation, commercialisation et administration (coûts de déclassement et coûts liés au personnel)	-	-	1	-	1	1	2	1
Amortissement pour dépréciation (dévaluation d'éléments d'actif et amortissement pour dépréciation accru)	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>20</u>	<u>13</u>	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>40</u>	<u>25</u>
	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>21</u>	<u>13</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>42</u>	<u>26</u>

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Les impôts sur le bénéfice futurs pour les six mois terminés le 30 juin 2004 ont été réduits de 13 millions \$ en raison de la réduction pratiquement en vigueur des taux d'imposition provinciaux. L'ajustement a été réparti entre les secteurs en tant que diminution (augmentation) des impôts sur le bénéfice comme suit : Gaz naturel nord-américain – 7 millions \$, Pétrole de la côte Est – 3 millions \$, Sables pétrolifères – 2 millions \$, Aval – 2 millions \$ et Services partagés – (1) million \$.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)**7. PROJET D'EXPLOITATION MINIÈRE DE SABLES PÉTROLIFÈRES DE FORT HILLS**

En juin 2005, la Société a acquis une participation de 60 % dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères de Fort Hills, qui appartenait antérieurement à 100 % à UTS Energy Corporation (UTS). Pour payer cet investissement, Petro-Canada financera 75 % de la quote-part d'UTS à l'égard de la prochaine tranche de 1 milliard \$ des capitaux de développement, soit 300 millions \$.

Les dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration dans l'état des flux de trésorerie consolidés incluent la valeur actualisée du coût d'acquisition, qui s'élève à 269 millions \$.

8. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le tableau ci-après indique les nombres d'actions ordinaires utilisés pour le calcul du bénéfice par action ordinaire :

(en millions)	<u>Trois mois terminés le 30 juin</u>		<u>Six mois terminés le 30 juin</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	259,7	266,2	259,9	266,1
Effet de dilution des options sur actions	<u>3,3</u>	<u>3,5</u>	<u>3,3</u>	<u>3,5</u>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilués	<u>263,0</u>	<u>269,7</u>	<u>263,2</u>	<u>269,6</u>

9. PROGRAMME DE TITRISATION

Au cours de 2004, la Société a conclu un programme de titrisation, expirant en 2009, afin de vendre une part indivise de comptes débiteurs admissibles à un tiers, sur une base renouvelable et avec tous les services.

En mars 2005, Petro-Canada a porté le montant limite des comptes débiteurs pouvant être vendus en vertu du programme de 400 millions \$ à 500 millions \$. Au cours des six mois terminés le 30 juin 2005, la Société a vendu des comptes débiteurs impayés additionnels de 80 millions \$, ce qui lui a rapporté un produit net de 80 millions \$.

Au 30 juin 2005, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ avaient été vendus en vertu du programme.

10. DETTE À LONG TERME

	<u>Échéance</u>	<u>30 juin 2005</u>
Obligations et effets		
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % ⁽¹⁾ (600 millions \$ US)	2035	735
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	368
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	306
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	337
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	368
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	490
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	368
Contrats de location-acquisition	2007-2017	83
Prêts fiduciaires aux concessionnaires des ventes au détail	2012-2014	<u>10</u>
		3 065
Tranche à court terme		<u>(7)</u>
		<u>3 058</u>

⁽¹⁾ En mai 2005, la Société a émis pour 600 millions \$ d'effets à 5,95 % venant à échéance le 15 mai 2035. Le produit de cette émission a été affecté principalement au remboursement d'effets à payer à court terme en cours.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiés)

11. AVOIR DES ACTIONNAIRES

Variations du nombre d'actions ordinaires :

	<u>Nombre</u>	<u>Montant</u>
Solde au 1 ^{er} janvier 2005	259 964 011	1 314
Actions émises à la levée d'options sur actions	1 229 052	45
Actions achetées	(1 966 700)	(10)
Rémunération à base d'actions	<u>-</u>	<u>4</u>
Solde au 30 juin 2005	<u>259 226 363</u>	<u>1 353</u>

En juin 2005, la Société a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (OPRCNA) en vue du rachat d'un maximum de 13 millions de ses actions ordinaires au cours de la période du 22 juin 2005 au 21 juin 2006, sous réserve de certaines conditions. La Société a acheté 1 021 800 actions à un coût de 75 millions \$ et 1 966 700 actions à un coût de 142 millions \$ au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement (166 000 actions à un coût de 10 millions \$ au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2004). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées, qui a totalisé 70 millions \$ et 132 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement, a été enregistré en tant que réduction du surplus d'apport.

12. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

Les variations du nombre d'options sur actions et d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR) en cours ont été les suivantes :

	<u>Options sur actions</u>		<u>UAR</u>
	<u>Nombre</u>	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	<u>Nombre</u>
Solde au 1 ^{er} janvier 2005	9 037 349	41,82	282 930
Octroyées	2 002 400	68,56	319 171
Levées	(1 229 052)	36,29	-
Annulées	<u>(93 224)</u>	<u>57,21</u>	<u>(14 416)</u>
Solde au 30 juin 2005	<u>9 717 473</u>	<u>58,16</u>	<u>587 685</u>

Au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2005, la charge de rémunération à base d'actions enregistrée dans les résultats consolidés a été de 19 millions \$ et de 37 millions \$, respectivement (2 millions \$ et 5 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

Une charge de rémunération n'a pas été comptabilisée pour les options sur actions octroyées avant 2003. Le tableau ci-dessous présente le bénéfice net pro forma et le bénéfice par action pro forma calculés selon l'hypothèse que la méthode comptable fondée sur la juste valeur a servi à comptabiliser le coût de rémunération lié aux options sur actions octroyées en 2002.

	Trois mois terminés le 30 juin									
	<u>2005</u>		<u>2004</u>		<u>2005</u>				<u>2004</u>	
	Bénéfice net				Bénéfice par action					
				<i>(en dollars)</i>						
				De base	Dilué	De base	Dilué			
Bénéfice net présenté	345	\$	393	1,33	\$	1,31	1,48	1,46		
Ajustement pro forma	<u>2</u>		<u>3</u>	<u>0,01</u>		<u>0,01</u>	<u>0,02</u>	<u>0,01</u>		
Bénéfice net pro forma	<u>343</u>	\$	<u>390</u>	<u>1,32</u>	\$	<u>1,30</u>	<u>1,46</u>	<u>1,45</u>		

	Six mois terminés le 30 juin									
	<u>2005</u>		<u>2004</u>		<u>2005</u>				<u>2004</u>	
	Bénéfice net				Bénéfice par action					
				<i>(en dollars)</i>						
				De base	Dilué	De base	Dilué			
Bénéfice net présenté	463		906	1,78		1,76	3,41	3,36		
Ajustement pro forma	<u>4</u>		<u>5</u>	<u>0,01</u>		<u>0,02</u>	<u>0,02</u>	<u>0,02</u>		
Bénéfice net pro forma	<u>459</u>		<u>901</u>	<u>1,77</u>		<u>1,74</u>	<u>3,39</u>	<u>3,34</u>		

13. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées et certains régimes d'avantages sociaux comme l'assurance-maladie et l'assurance-vie à ses retraités admissibles. Les charges associées à ces régimes se présentent comme suit :

	<u>Trois mois terminés le 30 juin</u>		<u>Six mois terminés le 30 juin</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	8	7	16	13
Intérêts débiteurs	21	20	42	40
Rendement prévu de l'actif des régimes	(21)	(19)	(43)	(38)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)	(2)	(2)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	<u>8</u>	<u>7</u>	<u>17</u>	<u>15</u>
	<u>15</u>	<u>14</u>	<u>3</u>	<u>28</u>
Régimes à cotisations déterminées	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>7</u>	<u>6</u>
	<u>18</u>	\$ <u>17</u>	<u>37</u>	<u>34</u>
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1	\$ 1	2	2
Intérêts débiteurs	3	3	6	6
Amortissement de l'obligation transitoire	<u>-</u>	\$ <u>1</u>	<u>1</u>	<u>2</u>
	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>9</u>	<u>10</u>

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

La Société prévoit verser une cotisation de 95 millions \$ à ses régimes de retraite à prestations déterminées en 2005. Au 30 juin 2005, des cotisations de 48 millions \$ avaient été versées.

14. INSTRUMENTS FINANCIERS ET PRODUITS DÉRIVÉS

Les revenus de placement et autres produits comprennent des pertes non réalisées sur les contrats dérivés en cours associés à l'acquisition en 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord. Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, les pertes non réalisées liées à ces contrats se sont élevées à 272 millions \$ et à 764 millions \$, respectivement, (93 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004).

Des pertes non réalisées sur tous les contrats dérivés ont réduit les revenus de placement et autres produits de 263 millions \$ et de 757 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005. Au 30 juin 2005, les débiteurs et charges à payer ont augmenté de 11 millions \$ et de 1 097 millions \$, respectivement, en raison de montants non réalisés évalués à la valeur du marché sur les contrats dérivés.

15. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

La note d'orientation concernant la comptabilité 15 (NOC-15), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, fournit des critères de définition des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) et d'autres critères pour déterminer quelle entité, le cas échéant, devrait les consolider. Les entités dans lesquelles les investissements en instruments de capitaux propres n'ont pas les caractéristiques d'une participation financière conférant le contrôle ou ne sont pas suffisants pour que l'entité finance ses activités sans soutien financier subordonné additionnel doivent être consolidées par une société si cette société est considérée comme le principal bénéficiaire. Le principal bénéficiaire est la partie qui assume la plus grande partie du risque de perte lié aux activités de l'EDDV et (ou) a le droit de recevoir la plus grande partie des rendements résiduels de l'EDDV. La Société a déterminé que certains contrats de concessionnaire des ventes au détail constitueraient des EDDV, bien que la Société n'ait aucune participation dans ces entités. La Société, toutefois, n'est pas le bénéficiaire principal et par conséquent, la consolidation n'est pas exigée. Dans le cas de certains de ces contrats de concessionnaire des ventes au détail, la Société a fourni des garanties de prêts. La direction estime que l'exposition maximale de la Société à des pertes découlant de ces contrats ne serait pas importante.

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Le 26 juillet 2005, le Conseil d'administration a déclaré un fractionnement d'actions effectué sous forme de dividende. Les actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 septembre 2005 recevront une action ordinaire additionnelle pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Le dividende en actions est payable le 14 septembre 2005.

À compter du dividende du quatrième trimestre payable le 1^{er} octobre 2005, la Société augmentera le dividende trimestriel à 0,20 \$/action avant fractionnement.