



PETRO-CANADA

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

LE 30 JUIN, 2009

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 juin***(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Produits				
Exploitation	4 270 \$	7 766 \$	8 241 \$	14 383 \$
Revenus (charges) de placement et autres (note 3)	1	(120)	1	(151)
	4 271	7 646	8 242	14 232
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 008	3 775	3 964	6 738
Exploitation, commercialisation et frais généraux (note 4)	1 178	1 092	2 229	1 935
Exploration	128	185	236	328
Amortissement pour dépréciation et épuisement (notes 4 et 5)	1 016	472	1 576	995
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(282)	15	(179)	70
Intérêts	77	47	155	95
	4 125	5 586	7 981	10 161
Bénéfice avant impôts	146	2 060	261	4 071
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	322	813	513	1 657
Futurs (note 6)	(253)	(251)	(282)	(160)
	69	562	231	1 497
Bénéfice net	77 \$	1 498 \$	30 \$	2 574 \$
Bénéfice par action (note 7)				
De base	0,16 \$	3,10 \$	0,06 \$	5,32 \$
Dilué	0,16 \$	3,07 \$	0,06 \$	5,27 \$

RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 juin***(en millions de dollars canadiens)*

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	77 \$	1 498 \$	30 \$	2 574 \$
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôts				
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	(70)	(49)	(111)	158
Résultat étendu	7 \$	1 449 \$	(81) \$	2 732 \$

Voir les notes complémentaires

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS (non vérifié)
Pour les périodes terminées le 30 juin
(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	77 \$	1 498 \$	30 \$	2 574 \$
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement (notes 4 et 5)	1 016	472	1 576	995
Impôts futurs	(253)	(251)	(282)	(160)
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	29	18	50	37
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(282)	15	(179)	70
Gain (perte) à la vente d'actifs	(1)	134	(2)	130
Autres	(27)	(44)	34	(33)
Frais d'exploration	75	137	109	218
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(169)	500	(399)	83
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	465	2 479	937	3 914
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(683)	(2 141)	(1 364)	(3 157)
Produit de la vente d'actifs	2	33	5	45
(Augmentation) diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(93)	907	(464)	941
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(774)	(1 201)	(1 823)	(2 171)
Activités de financement				
Diminution des effets à court terme à payer	-	(431)	-	(109)
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	-	1 482	-	1 482
Remboursement de la dette à long terme	-	(300)	(1)	(996)
Produit de l'émission d'actions ordinaires	7	13	9	16
Dividendes sur les actions ordinaires	(97)	(63)	(194)	(126)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(90)	701	(186)	267
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(399)	1 979	(1 072)	2 010
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	772	262	1 445	231
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	373 \$	2 241 \$	373 \$	2 241 \$

Voir les notes complémentaires

BILANS CONSOLIDÉS (non vérifié)**Au 30 juin 2009**

(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2009		31 décembre 2008	
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie et équivalent de trésorerie	373	\$	1 445	\$
Débiteurs	3 057		2 844	
Stocks	1 449		1 289	
Impôts futurs	38		25	
	4 917		5 603	
Immobilisations corporelles, montant net (notes 4 et 5)	23 187		23 485	
Écart d'acquisition	814		852	
Autres actifs	419		437	
	29 337	\$	30 377	\$
Passifs et capitaux propres				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	2 984	\$	3 186	\$
Impôts sur les bénéfices à payer	798		1 018	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 8)	3		3	
	3 785		4 207	
Dette à long terme (note 8)				
Autres passifs	4 503		4 746	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 248		1 240	
Impôts futurs	1 604		1 527	
	2 989		3 182	
Capitaux propres				
Actions ordinaires (note 9)	1 398		1 388	
Surplus d'apport (note 9)	20		22	
Bénéfices non répartis	13 898		14 062	
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Écart de conversion de devises étrangères	(108)		3	
	15 208		15 475	
	29 337	\$	30 377	\$

ÉTATS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS (non vérifié)**Pour les périodes terminées le 30 juin**

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfices non répartis au début de la période	13 918	\$ 12 261	\$ 14 062	\$ 11 248
Bénéfice net	77	1 498	30	2 574
Dividendes sur les actions ordinaires	(97)	(63)	(194)	(126)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	13 898	\$ 13 696	\$ 13 898	\$ 13 696

Voir les notes complémentaires

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)
(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATIONS SECTORIELLES
Trimestres terminés les 30 juin

	Amont														Total consolidé	
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétroliers		International et extracôtier				Aval		Services partagés		Éliminations ³			
					Côte Est du Canada		International									
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits																
Ventes aux clients	229	\$ 581	\$ 279	\$ 589	\$ 325	\$ 820	\$ 751	\$ 1 295	\$ 2 686	\$ 4 481	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	4 270	\$ 7 766
Revenus (charges) de placement et autres	1	(146)	15	(3)	(9)	(3)	13	28	(7)	(24)	(12)	28	-	-	1	(120)
Ventes intersectorielles	54	127	476	381	137	108	-	-	3	4	-	-	(670)	(620)	-	-
Produits sectoriels	284	562	770	967	453	925	764	1 323	2 682	4 461	(12)	28	(670)	(620)	4 271	7 646
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ¹	62	138	466	511	105	222	-	-	1 352	2 942	-	-	23	(38)	2 008	3 775
Opérations intersectorielles	1	1	6	6	2	2	-	-	661	611	-	-	(670)	(620)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	128	132	292	170	63	55	138	112	409	410	148	213	-	-	1 178	1 092
Exploration	73	21	3	-	1	-	51	164	-	-	-	-	-	-	128	185
Amortissement pour dépréciation et épuisement	385	118	264	26	83	85	180	165	103	77	1	1	-	-	1 016	472
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(282)	15	-	-	(282)	15
Intérêts	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	62	47	-	-	77	47
	649	410	1 031	713	254	364	384	441	2 525	4 040	(71)	276	(647)	(658)	4 125	5 586
Bénéfice (perte) avant impôts	(365)	152	(261)	254	199	561	380	882	157	421	59	(248)	(23)	38	146	2 060
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	47	33	25	55	65	185	246	513	(23)	67	(38)	(38)	-	(2)	322	813
Futurs	(173)	19	(98)	22	(3)	(9)	(9)	(303)	59	54	(22)	(34)	(7)	-	(253)	(251)
	(126)	52	(73)	77	62	176	237	210	36	121	(60)	(72)	(7)	(2)	69	562
Bénéfice net (perte nette)	(239)	\$ 100	\$ (188)	\$ 177	\$ 137	\$ 385	\$ 143	\$ 672	\$ 121	\$ 300	\$ 119	\$ (176)	\$ (16)	\$ 40	\$ 77	\$ 1 498
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration²	41	\$ 91	\$ 105	\$ 225	\$ 92	\$ 44	\$ 326	\$ 1 269	\$ 115	\$ 503	\$ 4	\$ 9	\$ -	\$ -	683	\$ 2 141
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	62	\$ 379	\$ (113)	\$ 162	\$ 254	\$ 670	\$ 313	\$ 1 031	\$ 54	\$ 41	\$ (105)	\$ 196	\$ -	\$ -	465	\$ 2 479
Total de l'actif	3 948	\$ 4 037	\$ 4 629	\$ 4 235	\$ 2 088	\$ 2 140	\$ 8 128	\$ 7 555	\$ 10 387	\$ 10 957	\$ 203	\$ 1 674	\$ (46)	\$ (72)	\$ 29 337	\$ 30 526

1 Les achats de pétrole brut et de produits du secteur Aval représentent essentiellement l'ensemble des stocks constatés au titre de charge durant la période.

2 Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 4 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2009 (15 millions \$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2008).

3 Éliminations s'entend des ventes entre secteurs comptabilisées aux prix de cession, en fonction des prix courants du marché, et des profits et des pertes intersectoriels non réalisés sur les stocks.

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)
(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATIONS SECTORIELLES *suite*
Semestres terminés les 30 juin

	Mont															
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Éliminations ³		Total consolidé	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits																
Ventes aux clients	555	\$ 1 011	\$ 501	\$ 934	\$ 640	\$ 1 502	\$ 1 369	\$ 2 689	\$ 5 176	\$ 8 247	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 8 241	\$ 14 383
Revenus (charges) de placement et autres	-	(143)	15	(1)	(7)	(2)	(11)	(3)	3	(32)	1	30	-	-	1	(151)
Ventes intersectorielles	120	226	776	678	224	312	8	-	5	8	-	-	(1 133)	(1 224)	-	-
Produits sectoriels	675	1 094	1 292	1 611	857	1 812	1 366	2 686	5 184	8 223	1	30	(1 133)	(1 224)	8 242	14 232
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits ¹	150	231	740	759	219	410	-	-	2 805	5 381	-	-	50	(43)	3 964	6 738
Opérations intersectorielles	2	3	16	14	3	4	-	-	1 112	1 203	-	-	(1 133)	(1 224)	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	264	260	565	374	113	112	275	242	812	814	200	133	-	-	2 229	1 935
Exploration	93	71	32	5	2	-	109	252	-	-	-	-	-	-	236	328
Amortissement pour dépréciation et épuisement	545	272	303	53	173	182	351	335	203	152	1	1	-	-	1 576	995
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(179)	70	-	-	(179)	70
Intérêts	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	140	95	-	-	155	95
	1 054	837	1 656	1 205	510	708	750	829	4 932	7 550	162	299	(1 083)	(1 267)	7 981	10 161
Bénéfice (perte) avant impôts	(379)	257	(364)	406	347	1 104	616	1 857	252	673	(161)	(269)	(50)	43	261	4 071
Impôts sur les bénéfices																
Exigibles	98	60	21	70	110	362	450	1 160	(99)	90	(67)	(85)	-	-	513	1 657
Futurs	(236)	23	(129)	47	(4)	(18)	(18)	(311)	148	99	(28)	-	(15)	-	(282)	(160)
	(138)	83	(108)	117	106	344	432	849	49	189	(95)	(85)	(15)	-	231	1 497
Bénéfice net (perte nette)	(241)	\$ 174	\$ (256)	\$ 289	\$ 241	\$ 760	\$ 184	\$ 1 008	\$ 203	\$ 484	\$ (66)	\$ (184)	\$ (35)	\$ 43	\$ 30	\$ 2 574
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration²	136	\$ 258	\$ 244	\$ 403	\$ 147	\$ 82	\$ 674	\$ 1 520	\$ 158	\$ 881	\$ 5	\$ 13	\$ -	\$ -	\$ 1 364	\$ 3 157
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	121	\$ 578	\$ (88)	\$ 328	\$ 503	\$ 1 155	\$ 459	\$ 1 537	\$ 352	\$ 25	\$ (410)	\$ 291	\$ -	\$ -	\$ 937	\$ 3 914
Total de l'actif	3 948	\$ 4 037	\$ 4 629	\$ 4 235	\$ 2 088	\$ 2 140	\$ 8 128	\$ 7 555	\$ 10 387	\$ 10 957	\$ 203	\$ 1 674	\$ (46)	\$ (72)	\$ 29 337	\$ 30 526

1 Les achats de pétrole brut et de produits du secteur Aval représentent essentiellement l'ensemble des stocks constatés au titre de charge durant la période.

2 Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 15 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (28 millions \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2008).

3 Éliminations s'entend des ventes entre secteurs comptabilisées aux prix de cession, en fonction des prix courants du marché, et des profits et des pertes intersectoriels non réalisés sur les stocks.

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers annuels prévoient la présentation de renseignements additionnels non requis dans le cas des états financiers intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés datés du 31 décembre 2008. 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.

3. REVENUS (CHARGES) DE PLACEMENT ET AUTRES

Les revenus (charges) de placement et autres sont les suivants :

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Gains (pertes) de change	(4) \$	42 \$	(10) \$	20 \$
Gain (perte) à la vente d'actifs	1	(134)	2	(130)
Perte sur des contrats dérivés	(15)	(31)	(10)	(44)
Autres	19	3	19	3
Revenus (charges) de placement et autres - Total	1 \$	(120) \$	1 \$	(151) \$

4. PROJET FORT HILLS

Le volet de l'usine de valorisation du projet Fort Hills a été reporté pour une période indéterminée. Ce report a créé de l'incertitude en ce qui a trait à la probabilité de réaliser des bénéfices futurs à partir des coûts engagés dans l'ingénierie et la conception de l'usine de valorisation, des coûts qui ont été initialement capitalisés en tant qu'immobilisations corporelles. En raison de cette incertitude, les principes comptables généralement reconnus du Canada exigent que tous ces types de coûts, qui ont été capitalisés antérieurement soient radiés. Par conséquent, la Société a constaté une charge de 236 millions \$ (174 millions \$ après impôts) pour dépréciation pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, afin de tenir compte de cette radiation.

Le volet exploitation minière du projet demeure en attente jusqu'à ce que la fusion planifiée avec Suncor Énergie Inc. (Suncor) soit finalisée (note 14). Certains contrats existants pour l'approvisionnement et l'entretien de matériel ont été résiliés ou suspendus. La Société a constaté des charges de 16 millions \$ (11 millions \$ après impôts) et de 82 millions \$ (57 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement, afin de refléter la résiliation ou la suspension de ces contrats.

Les réductions de valeur pour dépréciation d'actifs sont incluses dans l'amortissement pour dépréciation et épuisement des états des résultats consolidés et les charges liées à la résiliation d'ententes de service et d'approvisionnement de matériel sont inclus sous exploitation, commercialisation et administration dans ces mêmes états.

5. DÉVALUATION D'ÉLÉMENT D'ACTIF

Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009, la Société a constaté une charge de 244 millions \$ (158 millions \$ après impôts) pour dépréciation afin de refléter la radiation de certains éléments d'actif de production du gaz naturel, principalement dans les concessions de méthane de houille du bassin Powder River dans les Rocheuses américaines, qui font partie du secteur Gaz naturel nord-américain de la Société. La diminution de production de ces éléments d'actif a amené la direction à conclure que la production future serait beaucoup moins importante que les estimations antérieures. De plus, des développements dans le marché du gaz naturel nord-américain ont amené la direction à revoir les prix à la baisse à court et à moyen termes. Les éléments d'actif ont été dévalués au moyen de la meilleure estimation de la juste valeur conformément à une évaluation du flux de trésorerie future actualisée. La charge est incluse dans l'amortissement pour dépréciation et épuisement des états des résultats consolidés.

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

6. CONTRATS D'EXPLORATION ET DE PARTAGE DE PRODUCTION EN LIBYE

Le 19 juin 2008, la Société a signé six nouveaux contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) avec la National Oil Corporation (NOC) de Libye pour transformer ses accords de concession existants et d'anciens CEPP en nouveaux CEPP IV. Les nouveaux CEPP ont été ratifiés en date de la signature avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008. Les nouveaux CEPP auront une durée prévue de 30 ans et permettront à la Société de mettre en œuvre conjointement avec la NOC la remise en valeur de champs importants et de réaliser un programme d'exploration dont elle sera le seul exploitant dans le bassin Syrte en Libye.

Le bénéfice net pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 comprenait un recouvrement d'impôts futurs de 230 millions \$ que la Société a comptabilisé au moment de la signature des nouveaux CEPP et un ajustement de 47 millions \$ après impôts pour constater le bénéfice additionnel lié aux propriétés couvertes par les anciens contrats en fonction des conditions financières des nouveaux CEPP durant la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, qui ne pouvait être comptabilisé avant la signature le 19 juin 2008.

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le tableau ci-dessous indique le nombre d'actions ordinaires utilisé pour le calcul du bénéfice par action :

(en millions)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	485,0	483,8	484,9	483,8
Effet des options sur actions dilutives	2,9	4,3	2,6	4,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	487,9	488,1	487,5	488,0

8. DETTE À LONG TERME

Obligations et effets	Échéance	30 juin 2009	31 décembre 2008
Effets de premier rang non garantis à 6,80 % (900 millions \$ US)	2038	1 034	\$ 1 090
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US)	2035	682	719
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	302	320
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	281	296
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	315	332
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	346	365
Obligations non garanties à 6,05 % (600 millions \$ US)	2018	692	729
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US) ¹	2014	461	485
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	334	351
Contrats de location-acquisition	2009-2022	59	62
		4 506	4 749
Tranche à court terme		(3)	(3)
		4 503	\$ 4 746

1. Les effets de premier rang ont été émis par PC Financial Partnership, une filiale en propriété exclusive de Petro-Canada. Petro-Canada garantit totalement et inconditionnellement ces effets de premier rang.

Les intérêts sur la dette à long terme et les effets à court terme à payer, déduction faite des intérêts capitalisés, ont été de 63 millions \$ et de 139 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement (46 millions \$ et 92 million \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement). Les intérêts sont remboursés deux fois par année. Toutes les obligations et tous les effets sont remboursables en totalité à l'échéance.

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

8. DETTE À LONG TERME *suite*

La Société disposait des facilités de crédit renouvelables suivantes :

Facilités	Échéance	30 juin 2009	31 décembre 2008
Consortiales, engagées	2013	3 570	\$ 3 570
Bilatérales, engagées (200 millions \$ US) ¹	2013	233	-
Bilatérales, à vue	s.o.	771	777
Facilités de crédit disponibles totales		4 574	4 347
Utilisées pour des lettres de crédit et la couverture de découvert		(341)	(348)
Facilités de crédit inutilisées totales ²		4 233	\$ 3 999

1 L'utilisation de ces facilités est restreinte aux activités commerciales à l'extérieur du Canada.

2 Excluent une somme de 500 millions \$ disponible en vertu du programme de titrisation des créances.

9. CAPITAUX PROPRES

Les variations du nombre d'actions ordinaires et du surplus d'apport ont été les suivantes :

	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au 31 décembre 2008	484 597 467	1 388	\$ 22
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionariat des employés	579 277	10	(2)
Solde au 30 juin 2009	485 176 744	1 398	\$ 20

La Société disposait d'un programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités qui l'autorisait à racheter jusqu'à concurrence de 24 millions de ses actions ordinaires en circulation au cours de la période allant du 22 juin 2008 au 21 juin 2009, qui n'a pas été renouvelé au cours du trimestre terminé le 30 juin 2009. Au cours des trimestres et des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008, la Société n'a pas racheté d'actions ordinaires.

10. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

La charge au chapitre de la rémunération à base d'actions a été de 136 millions \$ et de 175 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement, (189 millions \$ et 92 millions \$ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement).

(a) Régime d'options sur actions

Les variations du nombre d'options sur actions en cours ont été les suivantes :

	Options sur actions	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2008	22 133 902	37
Octroyées	2 703 900	25
Levées contre actions ordinaires	(579 277)	15
Remises contre versement en espèces	(348 893)	33
Frappées d'extinction	(354 750)	42
Expirées	(2 000)	8
Solde au 30 juin 2009	23 552 882	36

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

10. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS *suite*

(b) Régime de droits à la plus-value des actions (DPV)

Les variations du nombre d'options sur actions et de DPV en cours ont été les suivantes :

	DPV	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2008	7 207 354	46 \$
Octroyées	5 450 450	25
Levées	(69 698)	44
Frappées d'extinction	(490 301)	36
Solde au 30 juin 2009	12 097 805	37 \$

(c) Régime d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR)

Les variations du nombre d'UAR en cours ont été les suivantes :

	UAR
	Nombre
Solde au 31 décembre 2008	828 372
Octroyées	259 467
Rachetées	(348 980)
Frappées d'extinction	(1 219)
Solde au 30 juin 2009	737 640

(d) Unités d'actions subalternes (UAS)

Au cours du premier trimestre de 2009, la Société a instauré un régime d'UAS à l'intention des cadres supérieurs. Ce régime prévoit l'octroi d'unités d'actions fictives et le paiement en espèces de ces unités à la fin d'une période de trois ans, en fonction du cours de l'action à ce moment-là et de la valeur des dividendes fictifs appliqués au cours de la période.

Les variations du nombre d'UAS en cours ont été les suivantes :

	UAS
	Nombre
Solde au 31 décembre 2008	-
Octroyées	813 335
Rachetées	-
Frappées d'extinction	(14 955)
Solde au 30 juin 2009	798 380

NOTES COMPLÉMENTAIRES (non vérifié)
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

11. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	8 \$	10 \$	16 \$	21 \$
Intérêts débiteurs	25	24	51	47
Rendement prévu de l'actif des régimes	(22)	(27)	(44)	(55)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(2)	(2)	(3)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	18	12	36	24
	28	17	57	34
Régimes à cotisations déterminées				
	7	6	14	11
	35 \$	23 \$	71 \$	45 \$
Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus de la période	2 \$	2 \$	3 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	3	4	7	7
Amortissement de l'obligation transitoire	-	-	1	1
Amortissement des pertes actuarielles nettes	-	-	-	1
	5 \$	6 \$	11 \$	12 \$

La Société s'attend à cotiser 72 millions \$ à ses régimes de retraite en 2009.

12. GESTION DU CAPITAL

La stratégie de gestion du capital de la Société est conçue pour maintenir la vigueur et la flexibilité financières propres à soutenir une croissance rentable quelle que soit la conjoncture. La Société surveille constamment sa stratégie de gestion du capital et y apporte des ajustements, s'il y a lieu. La stratégie, les objectifs, les mesures d'évaluation, les définitions et les cibles de la Société en matière de gestion du capital n'ont pas changé de façon importante par rapport à la période précédente.

La Société est assujettie à des clauses restrictives associées aux divers arrangements bancaires relativement à la dette et a respecté toutes les clauses pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009.

13. RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La Société est exposée à des risques financiers dans le cours normal de ses activités, notamment les risques de marché découlant des fluctuations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change, ainsi que les risques liés au crédit et aux liquidités. La Société surveille son exposition à ces risques et recourt à des stratégies pour gérer ces risques d'une manière qu'elle juge appropriée. La nature des risques financiers et la stratégie de gestion de ces risques par la Société n'ont pas changé de façon importante par rapport à la période antérieure.

Les justes valeurs des actifs et des passifs financiers de la Société peuvent fluctuer en raison de ces risques. À l'exclusion des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition, qui sont comptabilisés en tant que dette à long terme, la juste valeur des instruments financiers est égale à la valeur comptable ou s'en rapproche, en raison de leur courte échéance. La juste valeur des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition était de 4 536 millions \$ au 30 juin 2009 (3 868 millions \$ au 31 décembre 2008), comparativement à une valeur comptable de 4 506 millions \$ au 30 juin 2009 (4 749 millions \$ au 31 décembre 2008). Les justes valeurs des obligations, des effets de premier rang et des contrats de location-acquisition sont fondées sur les valeurs de marché cotées pour des instruments dont les échéances et les risques sont similaires.

NOTES COMPLÉMENTAIRES *(non vérifié)*
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

14. FUSION AVEC SUNCOR ÉNERGIE INC. (SUNCOR)

Le 23 mars 2009, la Société a annoncé son intention de fusionner avec Suncor. Les actionnaires de Suncor et de Petro-Canada, la Cour du banc de la Reine de l'Alberta et le Bureau de la concurrence ont approuvé la fusion. Petro-Canada et Suncor ont l'intention de conclure la fusion le 1^{er} août 2009.