



**États financiers consolidés intermédiaires**  
*(non vérifiés)*  
**Trimestre terminé le 30 juin 2006**

**EnCana Corporation**

**EN DOLLARS US**

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS** (*non vérifiés*)

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2006	2005	2006	2005
<b>PRODUITS, DÉDUCTION FAITE DES REDEVANCES</b> (note 3)				
Activités en amont	2 749 \$	2 227 \$	5 440 \$	4 333 \$
Optimisation des marchés	825	844	1 541	1 738
Activités non sectorielles – Gain non réalisé (perte) sur la gestion des risques	230	315	1 493	(647)
	<b>3 804</b>	<b>3 386</b>	<b>8 474</b>	<b>5 424</b>
<b>CHARGES</b> (note 3)				
Taxe à la production et impôts miniers	51	97	190	184
Transport et vente	152	130	304	263
Exploitation	395	315	807	615
Produits achetés	794	821	1 483	1 700
Amortissement et épuisement	790	669	1 555	1 348
Administration	75	66	133	127
Intérêts, montant net (note 6)	83	101	171	201
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	12	9	24	18
Perte (gain) de change, montant net (note 7)	(202)	119	(158)	151
Rémunération à base d'actions, options	-	4	-	8
(Gain) à la cession de participations	(8)	-	(17)	-
	<b>2 142</b>	<b>2 331</b>	<b>4 492</b>	<b>4 615</b>
<b>BÉNÉFICE NET AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>1 662</b>	<b>1 055</b>	<b>3 982</b>	<b>809</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 8)	69	281	917	197
<b>BÉNÉFICE NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b> (note 4)	<b>1 593</b>	<b>774</b>	<b>3 065</b>	<b>612</b>
<b>BÉNÉFICE NET DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES</b>	<b>564</b>	<b>65</b>	<b>566</b>	<b>182</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>2 157 \$</b>	<b>839 \$</b>	<b>3 631 \$</b>	<b>794 \$</b>
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PAR ACTION ORDINAIRE</b> (note 13)				
De base	1,92 \$	0,89 \$	3,65 \$	0,69 \$
Dilué	1,88 \$	0,87 \$	3,58 \$	0,68 \$
<b>RÉSULTAT NET PAR ACTION ORDINAIRE</b> (note 13)				
De base	2,60 \$	0,96 \$	4,33 \$	0,90 \$
Dilué	2,55 \$	0,94 \$	4,24 \$	0,88 \$

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS** (*non vérifiés*)

	Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005
(en millions de dollars)		
<b>BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE</b>	<b>9 481 \$</b>	<b>7 935 \$</b>
Bénéfice net	3 631	794
Dividendes sur actions ordinaires	(146)	(110)
Charges au titre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (note 11)	(1 700)	(1 124)
Charges au titre d'actions rachetées et retenues	-	(147)
<b>BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DU SEMESTRE</b>	<b>11 266 \$</b>	<b>7 348 \$</b>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**BILANS CONSOLIDÉS** (non vérifiés)

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>30 juin 2006</b>	31 décembre 2005
<b>ACTIF</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>253 \$</b>	105 \$
Comptes débiteurs et produits à recevoir	<b>1 518</b>	1 851
Gestion des risques	<b>965</b> <i>(note 14)</i>	495
Stocks	<b>109</b>	103
Actifs des activités abandonnées	<b>195</b> <i>(note 4)</i>	1 050
	<b>3 040</b>	3 604
Immobilisations corporelles, montant net	<b>27 855</b> <i>(note 3)</i>	24 881
Placements et autres actifs	<b>546</b>	496
Gestion des risques	<b>313</b> <i>(note 14)</i>	530
Actifs des activités abandonnées	<b>-</b> <i>(note 4)</i>	2 113
Écart d'acquisition	<b>2 618</b>	2 524
	<b>34 372 \$</b> <i>(note 3)</i>	34 148 \$
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
Passif à court terme		
Comptes créditeurs et charges à payer	<b>2 292 \$</b>	2 741 \$
Impôts sur les bénéfices à payer	<b>875</b>	392
Gestion des risques	<b>170</b> <i>(note 14)</i>	1 227
Passifs des activités abandonnées	<b>363</b> <i>(note 4)</i>	438
Partie à court terme de la dette à long terme	<b>73</b> <i>(note 9)</i>	73
	<b>3 773</b>	4 871
Dette à long terme	<b>5 759</b> <i>(note 9)</i>	6 703
Autres passifs	<b>87</b>	93
Gestion des risques	<b>18</b> <i>(note 14)</i>	102
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>906</b> <i>(note 10)</i>	816
Passifs des activités abandonnées	<b>-</b> <i>(note 4)</i>	267
Impôts sur les bénéfices futurs	<b>5 764</b>	5 289
	<b>16 307</b>	18 141
Capitaux propres		
Capital-actions	<b>4 859</b> <i>(note 11)</i>	5 131
Surplus d'apport	<b>140</b>	133
Bénéfices non répartis	<b>11 266</b>	9 481
Écart de conversion	<b>1 800</b>	1 262
	<b>18 065</b>	16 007
	<b>34 372 \$</b>	34 148 \$

*Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.*

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE** (non vérifiés)

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2006	2005	2006	2005
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Bénéfice net des activités poursuivies	1 593 \$	774 \$	3 065 \$	612 \$
Amortissement et épuisement	790	669	1 555	1 348
Impôts sur les bénéfices futurs <i>(note 8)</i>	(228)	(379)	289	(674)
Impôts en trésorerie sur la vente d'actifs	-	591	-	591
Perte (gain) non réalisé sur la gestion des risques <i>(note 14)</i>	(230)	(314)	(1 491)	645
Perte (gain) de change non réalisé	(143)	105	(83)	123
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>(note 10)</i>	12	9	24	18
(Gain) à la cession de participations	(8)	-	(17)	-
Autres	53	47	76	86
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 839	1 502	3 418	2 749
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	(24)	70	88	236
Flux de trésorerie	1 815	1 572	3 506	2 985
Variation nette des autres actifs et passifs	38	(16)	27	(14)
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	1 508	(687)	3 552	(73)
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement lié aux activités abandonnées	(1 036)	12	(2 463)	(99)
	2 325	881	4 622	2 799
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Dépenses en immobilisations <i>(note 3)</i>	(1 903)	(1 437)	(3 864)	(2 946)
Produit de la cession d'actifs <i>(note 5)</i>	2	2 406	257	2 459
Impôts en trésorerie sur la vente d'actifs	-	(591)	-	(591)
Variation nette des placements et autres	(59)	(27)	18	(8)
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	(270)	290	(151)	451
Activités abandonnées	1 064	(62)	2 377	(135)
	(1 166)	579	(1 363)	(770)
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
(Remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net	(101)	(682)	(982)	(715)
Remboursement de la dette à long terme	-	-	-	(1)
Émission d'actions ordinaires <i>(note 11)</i>	49	83	101	184
Achat d'actions ordinaires <i>(note 11)</i>	(1 095)	(902)	(2 073)	(1 662)
Dividendes sur actions ordinaires	(82)	(66)	(146)	(110)
Autres	(1)	(1)	(11)	(3)
	(1 230)	(1 568)	(3 111)	(2 307)
<b>DÉDUIRE LE (GAIN) DE CHANGE SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DÉTENUS EN DEVISES</b>	-	(1)	-	(2)
<b>AUGMENTATION (DIMINUTION) DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	(71)	(107)	148	(276)
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE</b>	324	424	105	593
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA FIN DE LA PÉRIODE</b>	253 \$	317 \$	253 \$	317 \$

*Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.*

**Notes afférentes aux états financiers consolidés** (*non vérifiés*)  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

## 1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés intermédiaires englobent les comptes d'EnCana Corporation et ceux de ses filiales (« Encana » ou la « société ») et sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. La société exerce ses activités dans les secteurs de l'exploration, de la production et de la commercialisation de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ainsi que dans ceux du stockage du gaz naturel, du traitement des liquides de gaz naturel et de la production d'énergie.

Les états financiers consolidés intermédiaires ont été dressés selon les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul que celles utilisées pour les états financiers consolidés vérifiés annuels de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, sauf tel qu'il est mentionné ci-dessous. Les informations fournies ci-après complètent celles incluses dans les états financiers consolidés vérifiés annuels. Les états financiers consolidés intermédiaires doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés vérifiés annuels et des notes y afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

## 2. MODIFICATION DE CONVENTIONS ET DE PRATIQUES COMPTABLES

Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, la société a adopté les recommandations de l'abrégié N° 04-13 de l'Emerging Issues Task Force (« EITF »), intitulé « Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty ». Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, les achats et les ventes de stock conclus avec la même partie contractante en prévision des besoins de chaque partie sont comptabilisés sur la base d'un montant net dans l'état consolidé des résultats. Cette modification a été adoptée de façon prospective et n'a aucune incidence sur le bénéfice net des périodes visées.

## 3. INFORMATIONS SECTORIELLES

La société a réparti ses activités poursuivies entre les secteurs suivants :

- Le secteur des **activités en amont** englobe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ainsi que des activités connexes. La société exerce la plupart de ses activités en amont au Canada et aux États-Unis. Les nouvelles activités d'exploration frontalières et internationales visent surtout les possibilités d'exploitation qu'offrent le Tchad, le Brésil, le Moyen-Orient, le Groenland et la France.
- Les **activités d'optimisation des marchés** sont exercées par la division des activités médianes et de commercialisation. La principale responsabilité des groupes de commercialisation est la vente de la production de la société. Ces résultats sont inclus dans le secteur des activités en amont. Par conséquent, les groupes de commercialisation exercent aussi des activités d'optimisation des marchés, lesquelles comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, qui accordent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur des activités d'optimisation des marchés.
- Le secteur des **activités non sectorielles** comprend les gains ou les pertes non réalisés sur les instruments dérivés. Une fois les montants réglés, les gains et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur d'exploitation auquel les instruments dérivés sont liés.

Le secteur des activités d'optimisation des marchés achète la quasi-totalité de la production nord-américaine en amont de la société pour la vendre à des tiers. Les opérations conclues entre les secteurs d'exploitation sont déterminées d'après la valeur marchande et éliminées au moment de la consolidation. Ces éliminations sont prises en considération dans l'information financière présentée dans les tableaux figurant dans la présente note.

Les activités abandonnées sont décrites à la note 4.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

*Résultats des activités poursuivies (trimestres terminés les 30 juin)*

	Activités en amont		Optimisation des marchés	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>2 749</b>	<b>2 227</b>	<b>825</b>	<b>844</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	51	97	-	-
Transport et vente	142	126	10	4
Exploitation	383	296	13	18
Produits achetés	-	-	794	821
Amortissement et épuiement	768	648	2	3
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>1 405</b>	<b>1 060</b>	<b>6</b>	<b>(2)</b>

	Activités non sectorielles*		Données consolidées	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>230</b>	<b>315</b>	<b>3 804</b>	<b>3 386</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	51	97
Transport et vente	-	-	152	130
Exploitation	(1)	1	395	315
Produits achetés	-	-	794	821
Amortissement et épuiement	20	18	790	669
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>211</b>	<b>296</b>	<b>1 622</b>	<b>1 354</b>
Administration			75	66
Intérêts, montant net			83	101
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations			12	9
Perte (gain) de change, montant net			(202)	119
Rémunération à base d'actions, options			-	4
(Gain) à la cession de participations			(8)	-
			(40)	299
<b>Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices</b>			<b>1 662</b>	<b>1 055</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices			69	281
<b>Bénéfice net des activités poursuivies</b>			<b>1 593</b>	<b>774</b>

\* Pour les trimestres terminés les 30 juin, le gain non réalisé (la perte) sur la gestion des risques avant impôts est comptabilisé dans les états consolidés des résultats comme suit (voir la note 14) :

	2006	2005
Produits, déduction faite des redevances, activités non sectorielles	230 \$	315 \$
Charges d'exploitation et autres charges, activités non sectorielles	-	(1)
Total du gain non réalisé sur la gestion des risques avant impôts, activités poursuivies	230 \$	314 \$

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

*Résultats des activités poursuivies (trimestres terminés les 30 juin)*

<i>Activités en amont</i>	Canada		États-Unis	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 911</b>	<b>1 514</b>	<b>766</b>	<b>655</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	24	29	27	68
Transport et vente	90	85	52	41
Exploitation	245	200	75	48
Amortissement et épuisement	539	469	216	171
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>1 013</b>	<b>731</b>	<b>396</b>	<b>327</b>

	Autres		Total des activités en amont	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>72</b>	<b>58</b>	<b>2 749</b>	<b>2 227</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	51	97
Transport et vente	-	-	142	126
Exploitation	63	48	383	296
Amortissement et épuisement	13	8	768	648
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>(4)</b>	<b>2</b>	<b>1 405</b>	<b>1 060</b>

*Données du secteur des activités en amont par secteurs géographiques et catégories de produits (activités poursuivies) (trimestres terminés les 30 juin)*

<i>Gaz produit</i>	Gaz produit					
	Canada		États-Unis		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 296</b>	<b>1 184</b>	<b>695</b>	<b>601</b>	<b>1 991</b>	<b>1 785</b>
<b>Charges</b>						
Taxe à la production et impôts miniers	15	21	23	62	38	83
Transport et vente	71	71	52	41	123	112
Exploitation	153	122	75	48	228	170
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>1 057</b>	<b>970</b>	<b>545</b>	<b>450</b>	<b>1 602</b>	<b>1 420</b>

<i>Pétrole et LGN</i>	Pétrole et LGN					
	Canada		États-Unis		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>615</b>	<b>330</b>	<b>71</b>	<b>54</b>	<b>686</b>	<b>384</b>
<b>Charges</b>						
Taxe à la production et impôts miniers	9	8	4	6	13	14
Transport et vente	19	14	-	-	19	14
Exploitation	92	78	-	-	92	78
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>495</b>	<b>230</b>	<b>67</b>	<b>48</b>	<b>562</b>	<b>278</b>

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

	Autres		Total des activités en amont	
	2006	2005	2006	2005
<b>Total des activités en amont et autres</b>				
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>72</b>	<b>58</b>	<b>2 749</b>	<b>2 227</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	<b>51</b>	97
Transport et vente	-	-	<b>142</b>	126
Exploitation	<b>63</b>	48	<b>383</b>	296
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>2 173</b>	<b>1 708</b>

**Résultats des activités poursuivies (semestres terminés les 30 juin)**

	Activités en amont		Optimisation des marchés	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>5 440</b>	<b>4 333</b>	<b>1 541</b>	<b>1 738</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	<b>190</b>	184	-	-
Transport et vente	<b>291</b>	257	<b>13</b>	6
Exploitation	<b>776</b>	588	<b>31</b>	29
Produits achetés	-	-	<b>1 483</b>	1 700
Amortissement et épuiement	<b>1 512</b>	1 308	<b>5</b>	5
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>2 671</b>	<b>1 996</b>	<b>9</b>	<b>(2)</b>

	Activités non sectorielles*		Données consolidées	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 493</b>	<b>(647)</b>	<b>8 474</b>	<b>5 424</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	<b>190</b>	184
Transport et vente	-	-	<b>304</b>	263
Exploitation	-	(2)	<b>807</b>	615
Produits achetés	-	-	<b>1 483</b>	1 700
Amortissement et épuiement	<b>38</b>	35	<b>1 555</b>	1 348
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>1 455</b>	<b>(680)</b>	<b>4 135</b>	<b>1 314</b>
Administration			<b>133</b>	127
Intérêts, montant net			<b>171</b>	201
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations			<b>24</b>	18
Perte (gain) de change, montant net			<b>(158)</b>	151
Rémunération à base d'actions, options			-	8
(Gain) à la cession de participations			<b>(17)</b>	-
			<b>153</b>	505
<b>Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices</b>			<b>3 982</b>	809
Charge d'impôts sur les bénéfices			<b>917</b>	197
<b>Bénéfice net des activités poursuivies</b>			<b>3 065</b>	<b>612</b>

\* Pour les semestres terminés les 30 juin, le gain non réalisé (la perte) sur la gestion des risques avant impôts est comptabilisé dans les états consolidés des résultats comme suit (voir la note 14) :



**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

	2006	2005
Produits, déduction faite des redevances, activités non sectorielles	1 493 \$	(647) \$
Charges d'exploitation et autres charges, activités non sectorielles	(2)	2
Total du gain non réalisé (perte) sur la gestion des risques avant impôts, activités poursuivies	1 491 \$	(645) \$

**Résultats des activités poursuivies (semestres terminés les 30 juin)**

Activités en amont	Canada		États-Unis	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>3 741 \$</b>	<b>2 940 \$</b>	<b>1 545 \$</b>	<b>1 274 \$</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	69	51	121	133
Transport et vente	173	172	118	85
Exploitation	487	392	143	92
Amortissement et épuisement	1 065	931	426	359
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>1 947 \$</b>	<b>1 394 \$</b>	<b>737 \$</b>	<b>605 \$</b>

Le transport et la vente pour les États-Unis comprennent un paiement ponctuel de 14 M\$ qui a été effectué au cours du premier trimestre de 2006 pour résilier un contrat de transport à long terme.

	Autres		Total des activités en amont	
	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>154 \$</b>	<b>119 \$</b>	<b>5 440 \$</b>	<b>4 333 \$</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	190	184
Transport et vente	-	-	291	257
Exploitation	146	104	776	588
Amortissement et épuisement	21	18	1 512	1 308
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>(13) \$</b>	<b>(3) \$</b>	<b>2 671 \$</b>	<b>1 996 \$</b>

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

**Données du secteur des activités en amont par secteurs géographiques et catégories de produits**  
(activités poursuivies) (semestres terminés les 30 juin)

	Gaz produit					
	Canada		États-Unis		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>2 737</b>	<b>\$ 2 317</b>	<b>\$ 1 413</b>	<b>\$ 1 165</b>	<b>\$ 4 150</b>	<b>\$ 3 482</b>
<b>Charges</b>						
Taxe à la production et impôts miniers	51	37	112	121	163	158
Transport et vente	138	141	118	85	256	226
Exploitation	306	243	143	92	449	335
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>2 242</b>	<b>\$ 1 896</b>	<b>\$ 1 040</b>	<b>\$ 867</b>	<b>\$ 3 282</b>	<b>\$ 2 763</b>

Le transport et la vente pour les États-Unis comprennent un paiement ponctuel de 14 M\$ qui a été effectué au cours du premier trimestre de 2006 pour résilier un contrat de transport à long terme.

	Pétrole et LGN					
	Canada		États-Unis		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 004</b>	<b>\$ 623</b>	<b>\$ 132</b>	<b>\$ 109</b>	<b>\$ 1 136</b>	<b>\$ 732</b>
<b>Charges</b>						
Taxe à la production et impôts miniers	18	14	9	12	27	26
Transport et vente	35	31	-	-	35	31
Exploitation	181	149	-	-	181	149
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>770</b>	<b>\$ 429</b>	<b>\$ 123</b>	<b>\$ 97</b>	<b>\$ 893</b>	<b>\$ 526</b>

	Autres				Total des activités en amont	
	2006		2005		2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>154</b>	<b>\$</b>	<b>119</b>	<b>\$</b>	<b>5 440</b>	<b>\$ 4 333</b>
<b>Charges</b>						
Taxe à la production et impôts miniers	-		-		190	184
Transport et vente	-		-		291	257
Exploitation	146		104		776	588
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>8</b>	<b>\$</b>	<b>15</b>	<b>\$</b>	<b>4 183</b>	<b>\$ 3 304</b>

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

**Dépenses en immobilisations (activités poursuivies)**

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Activités en amont, dépenses en immobilisations essentielles				
Canada	953 \$	830 \$	2 302 \$	1 871 \$
États-Unis	633	475	1 170	878
Autres pays	21	16	39	29
	<b>1 607</b>	<b>1 321</b>	<b>3 511</b>	<b>2 778</b>
Activités en amont, dépenses en immobilisations affectées aux acquisitions				
Canada	21	20	29	23
États-Unis	250	6	257	15
	<b>271</b>	<b>26</b>	<b>286</b>	<b>38</b>
Optimisation des marchés	9	81	38	115
Activités non sectorielles	16	9	29	15
Total	<b>1 903 \$</b>	<b>1 437 \$</b>	<b>3 864 \$</b>	<b>2 946 \$</b>

**Immobilisations corporelles et total de l'actif**

	Immobilisations corporelles		Total de l'actif	
	30 juin 2006	31 déc. 2005	30 juin 2006	31 déc. 2005
Activités en amont	27 418 \$	24 247 \$	31 827 \$	28 858 \$
Optimisation des marchés	162	371	413	597
Activités non sectorielles	275	263	1 937	1 530
Actifs des activités abandonnées (note 4)			195	3 163
Total	<b>27 855 \$</b>	<b>24 881 \$</b>	<b>34 372 \$</b>	<b>34 148 \$</b>

**Notes afférentes aux états financiers consolidés** (*non vérifiés*)  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

#### **4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES**

##### **Activités médianes**

Le 13 décembre 2005, EnCana a conclu la vente des activités de traitement de liquides de gaz naturel de son secteur des activités médianes pour un produit total de 625 M\$ (720 M\$ CA). Les activités de traitement de liquides de gaz naturel comprenaient diverses participations dans un certain nombre d'installations de traitement et d'installations connexes ainsi que dans une entreprise de commercialisation. La société a ainsi constaté un gain à la cession d'environ 370 M\$, après impôts.

Au cours du quatrième trimestre de 2005, EnCana a décidé de se départir de ses activités de stockage de gaz naturel. Ce secteur d'activité comprenait une participation à part entière dans les installations de stockage d'AECO ainsi que des installations aux États-Unis. Le 6 mars 2006, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu un accord visant la vente de ses activités de stockage de gaz naturel en contrepartie de 1,5 G\$. La vente à un acquéreur individuel est assujettie aux conditions de clôture et aux approbations réglementaires applicables et devrait être conclue en deux étapes. Le 12 mai 2006, la première de ces étapes a été conclue et a donné lieu à un produit de 1,3 G\$. La deuxième sera conclue après l'obtention prévue des approbations réglementaires plus tard en 2006.

##### **Équateur**

Au 31 décembre 2004, EnCana avait décidé de se départir de ses activités exercées en Équateur, et celles-ci ont été comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Les activités d'EnCana en Équateur comprennent une participation directe de 100 % dans le bloc Tarapoa, une participation d'exploitation majoritaire dans les blocs 14, 17 et Shiripuno, une participation économique sans exploitation dans le bloc 15 et une participation indirecte de 36,3 % dans Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd. (« OCP »), propriétaire d'un pipeline situé en Équateur qui achemine le pétrole brut des zones productives de l'Équateur jusqu'à un terminal maritime d'exportation. La société utilise le pipeline OCP à titre d'expéditeur et elle paie les tarifs aux taux commerciaux. La majeure partie du pétrole que la société produit en Équateur est vendue à une seule entreprise de commercialisation. Les paiements sont garantis par des lettres de crédit émises par une importante institution financière qui jouit d'une notation de première qualité.

Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, l'épuisement et l'amortissement n'ont pas été comptabilisés dans l'état consolidé des résultats au titre des activités abandonnées.

Le 28 février 2006, EnCana a conclu la vente de sa participation dans les activités exercées en Équateur pour une contrepartie de 1,4 G\$, avant les indemnités qui sont décrites plus loin dans la présente note.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES (suite)**

*État consolidé des résultats*

Le tableau ci-après présente l'incidence des activités abandonnées sur l'état consolidé des résultats :

	Trimestres terminés les 30 juin							
	Équateur		Royaume-Uni		Activités médianes		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	- \$	241 \$	- \$	- \$	28 \$	195 \$	28 \$	436 \$
<b>Charges</b>								
Taxe à la production et impôts miniers	-	30	-	-	-	-	-	30
Transport et vente	-	16	-	-	-	1	-	17
Exploitation	-	34	-	-	10	58	10	92
Produits achetés	-	-	-	-	-	112	-	112
Amortissement et épuisement	-	-	-	-	-	6	-	6
Administration	-	-	-	-	-	-	-	-
Intérêts, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	-	1	-	-	-	-	-	1
Perte (gain) de change, montant net	-	1	(1)	(3)	9	-	8	(2)
Perte (gain) à l'abandon des activités	232	-	-	-	(768)	-	(536)	-
	232	82	(1)	(3)	(749)	177	(518)	256
<b>Bénéfice net (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	(232)	159	1	3	777	18	546	180
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	-	108	2	1	(20)	6	(18)	115
<b>Bénéfice net (perte) des activités abandonnées</b>	(232) \$	51 \$	(1) \$	2 \$	797 \$	12 \$	564 \$	65 \$

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

	Semestres terminés les 30 juin							
	Équateur		Royaume-Uni		Activités médianes		Total	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Produits, déduction faite des redevances*</b>	<b>200</b>	<b>432</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>463</b>	<b>818</b>	<b>663</b>	<b>1 250</b>
<b>Charges</b>								
Taxe à la production et impôts miniers	23	52	-	-	-	-	23	52
Transport et vente	10	31	-	-	-	4	10	35
Exploitation	25	62	-	-	29	130	54	192
Produits achetés	-	-	-	-	354	596	354	596
Amortissement et épuisement	84	-	-	-	-	13	84	13
Administration	-	-	-	-	-	-	-	-
Intérêts, montant net	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-
Charge de désactua- lisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobi- lisations	-	1	-	-	-	-	-	1
Perte (gain) de change, montant net	1	1	-	(3)	9	(1)	10	(3)
Perte (gain) à l'abandon des activités	279	-	-	-	(768)	-	(489)	-
	<b>420</b>	<b>147</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>(376)</b>	<b>742</b>	<b>44</b>	<b>886</b>
<b>Bénéfice net (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>(220)</b>	<b>285</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>839</b>	<b>76</b>	<b>619</b>	<b>364</b>
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	59	154	2	1	(8)	27	53	182
<b>Bénéfice net (perte) des activités abandonnées</b>	<b>(279)</b>	<b>131</b>	<b>(2)</b>	<b>2</b>	<b>847</b>	<b>49</b>	<b>566</b>	<b>182</b>

\* Les produits, déduction faites des redevances, tirés des activités exercées en Équateur comprennent des pertes réalisées de 1 M\$ liées aux instruments dérivés. En 2005, les produits, déduction faite des redevances, comprenaient des pertes réalisées de 55 M\$ et des gains non réalisés de 11 M\$ évalués à la valeur de marché.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés** (*non vérifiés*)  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES** (suite)

**Bilan consolidé**

Le tableau ci-après présente l'incidence des activités abandonnées sur le bilan consolidé :

	30 juin 2006				31 décembre 2005			
	Équateur	Royaume- Uni	Activités médianes	Total	Équateur	Royaume- Uni	Activités médianes	Total
<b>Actif</b>								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	6 \$	(13) \$	(7) \$	207 \$	8 \$	(7) \$	208 \$
Comptes débiteurs et produits à recevoir	-	-	22	22	137	-	271	408
Gestion des risques	-	-	2	2	-	-	21	21
Stocks	-	-	19	19	23	-	390	413
	-	6	30	36	367	8	675	1 050
Immobilisations corporelles, montant net	1	-	158	159	1 166	-	520	1 686
Placements et autres actifs	-	-	-	-	360	-	-	360
Écart d'acquisition	-	-	-	-	-	-	67	67
	1 \$	6 \$	188 \$	195 \$	1 893 \$	8 \$	1 262 \$	3 163 \$
<b>Passif</b>								
Comptes créditeurs et charges à payer	265 \$	27 \$	15 \$	307 \$	91 \$	27 \$	49 \$	167 \$
Impôts sur les bénéfices à payer	-	7	27	34	184	6	40	230
Gestion des risques	-	-	-	-	-	-	41	41
	265	34	42	341	275	33	130	438
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	-	-	-	-	21	-	-	21
Impôts sur les bénéfices futurs	-	-	22	22	162	(2)	86	246
	265	34	64	363	458	31	216	705
<b>Actif net des activités abandonnées</b>	(264) \$	(28) \$	124 \$	(168) \$	1 435 \$	(23) \$	1 046 \$	2 458 \$

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES (suite)**

**Éventualités**

EnCana a convenu d'indemniser l'acquéreur de sa participation dans les activités exercées en Équateur pour les pertes qui pourraient survenir dans certaines circonstances, lesquelles sont stipulées dans les conventions de vente des actions. L'indemnité qui devra être versée par EnCana si les pertes excèdent les montants spécifiés dans les conventions de vente sera limitée aux montants maximaux qui y sont établis.

Pendant le deuxième trimestre, le gouvernement de l'Équateur a saisi de l'opérateur les actifs du bloc 15, dans lequel EnCana détenait une participation économique de 40 %. Il s'agit d'un événement selon lequel une indemnité doit être versée en vertu des conventions de vente conclues entre EnCana et Andes Petroleum Company. L'acquéreur a exigé le paiement et EnCana a comptabilisé le montant maximal d'environ 265 M\$, calculé conformément aux modalités des conventions. À cette étape, EnCana ne s'attend pas à verser à l'acquéreur d'autres paiements d'indemnité importants relativement à d'autres points prévus dans les conventions de vente d'actions.

**5. CESSIONS**

Le produit total tiré de la vente d'actifs et de participations s'est élevé à 257 M\$ (2 459 M\$ en 2005) et s'établit comme suit :

**Activités en amont**

En 2006, la société a conclu la cession d'actifs pétroliers et gaziers classiques en pleine maturité pour un produit de 13 M\$ (408 M\$ en 2005).

En mai 2005, la société a conclu la vente de ses actifs dans le golfe du Mexique pour environ 2,1 G\$, soit un produit net d'environ 1,5 G\$, déduction faite de l'impôt et des autres ajustements de 591 M\$. Conformément à la capitalisation du coût entier des activités pétrolières et gazières, le produit a été porté au crédit des immobilisations corporelles.

**Optimisation des marchés**

En février 2006, la société a vendu sa participation dans Entrega Gas Pipeline LLC en contrepartie d'environ 244 M\$.

**6. INTÉRÊTS, MONTANT NET**

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Intérêts débiteurs, dette à long terme	87 \$	105 \$	181 \$	206 \$
Intérêts débiteurs, autres	5	3	10	7
Intérêts créditeurs	(9)	(7)	(20)	(12)
	83 \$	101 \$	171 \$	201 \$



**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**7. PERTE DE CHANGE (GAIN), MONTANT NET**

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Perte de change non réalisée (gain) à la conversion de la dette libellée en dollars US et émise au Canada	(163) \$	47 \$	(159) \$	65 \$
Autre perte de change réalisée (gain)	(39)	72	1	86
	<b>(202) \$</b>	<b>119 \$</b>	<b>(158) \$</b>	<b>151 \$</b>

**8. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**

La charge d'impôts sur les bénéfices s'établit comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Impôts exigibles				
Canada	281 \$	110 \$	589	282 \$
États-Unis	13	559	36	591
Autres	3	(9)	3	(2)
Total des impôts exigibles	297	660	628	871
Impôts futurs	(228)	(379)	289	(674)
	<b>69 \$</b>	<b>281 \$</b>	<b>917 \$</b>	<b>197 \$</b>

Les impôts exigibles aux États-Unis pour le semestre terminé le 30 juin 2005 a trait aux impôts sur les bénéfices relatifs à la vente des actifs dans le golfe du Mexique.

Le tableau suivant présente le rapprochement des impôts sur les bénéfices calculés au taux d'imposition réglementaire au Canada et des impôts réels.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices	1 662 \$	1 055 \$	3 982 \$	809 \$
Taux réglementaire au Canada	34,8 %	37,9 %	34,8 %	37,9 %
Impôts sur les bénéfices prévus	578	399	1 384	307
Incidence des éléments suivants sur les impôts :				
Paiements à la Couronne non déductibles au Canada	21	44	52	86
Déduction relative aux ressources au Canada	1	(42)	(19)	(90)
Déduction relative aux ressources au Canada à l'égard des pertes non réalisées sur la gestion des risques	1	(5)	1	13
Écarts avec les taux réglementaires et autres écarts de taux	(1)	(67)	(17)	(80)
Incidence des modifications des taux d'imposition*	(457)	-	(457)	-
Pertes (gains) en capital non imposables	(32)	11	(33)	16
Valeur fiscale retenue à la cession de participations	-	(68)	-	(68)
Impôts des grandes sociétés	(1)	-	-	4
Autres	(41)	9	6	9
	<b>69 \$</b>	<b>281 \$</b>	<b>917 \$</b>	<b>197 \$</b>
Taux d'imposition réel	<b>4,2 %</b>	<b>26,6 %</b>	<b>23,0 %</b>	<b>24,4 %</b>

\* Au cours du deuxième trimestre, le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta ont réduit le taux d'imposition sur les bénéfices pratiquement en vigueur.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**9. DETTE À LONG TERME**

	<b>30 juin 2006</b>	31 décembre 2005
Dette libellée en dollars CA		
Crédit renouvelable et emprunts à terme	<b>443 \$</b>	1 425 \$
Billets non garantis	<b>830</b>	793
	<b>1 273</b>	2 218
Dette libellée en dollars US		
Crédit renouvelable et emprunts à terme	-	-
Billets non garantis	<b>4 494</b>	4 494
	<b>4 494</b>	4 494
Augmentation de la valeur de la dette prise en charge*	<b>65</b>	64
Partie à court terme de la dette à long terme	<b>(73)</b>	(73)
	<b>5 759 \$</b>	6 703 \$

\* Certains billets et certaines débetures d'EnCana ont été pris en charge dans le cadre de regroupements d'entreprises et ont été comptabilisés à la juste valeur à la date d'acquisition. L'écart entre la juste valeur et le montant en capital de la dette est amorti sur la durée résiduelle de l'encours, soit environ 21 ans.

**10. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS**

Le tableau qui suit présente le rapprochement de la valeur comptable globale des obligations liées à la mise hors service des biens gaziers et pétroliers au début et à la fin de la période.

	<b>30 juin 2006</b>	31 décembre 2005
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		
au début de l'exercice	<b>816 \$</b>	611 \$
Passifs engagés	<b>37</b>	77
Passifs réglés	<b>(26)</b>	(42)
Passifs cédés	-	(23)
Variation des flux de trésorerie futurs estimatifs	<b>16</b>	135
Charge de désactualisation	<b>24</b>	37
Autres	<b>39</b>	21
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		
à la fin du semestre	<b>906 \$</b>	816 \$

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés** (*non vérifiés*)  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**11. CAPITAL-ACTIONS**

<i>(en millions)</i>	30 juin 2006		31 décembre 2005	
	Nombre	Montant	Nombre	Montant
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	854,9	5 131 \$	900,6	5 299 \$
Actions ordinaires émises en vertu des régimes d'options	4,6	101	15,0	294
Actions ordinaires rachetées	(43,7)	(373)	(60,7)	(462)
Actions ordinaires en circulation à la fin du semestre	815,8	4 859 \$	854,9	5 131 \$

L'information concernant les actions ordinaires et les options sur actions a été retraitée pour tenir compte de la division d'actions ordinaires approuvée en avril 2005.

**Offre publique de rachat dans le cours normal des activités**

Au 30 juin 2006, la société avait acheté 43,7 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 2 073 M\$. De la contrepartie payée, une tranche de 373 M\$ a été imputée au capital-actions et 1 700 M\$, aux bénéfices non répartis.

Encana a obtenu chaque année l'approbation réglementaire en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières lui conférant le droit d'acheter des actions ordinaires dans le cadre de quatre offres publiques de rachat dans le cours normal des activités consécutives commençant en octobre 2002 et devant prendre fin au plus tard le 30 octobre 2006. Encana peut racheter pour annulation au plus environ 85,6 millions d'actions ordinaires en vertu de l'offre renouvelée qui est entrée en vigueur le 31 octobre 2005 et qui prendra fin au plus tard le 30 octobre 2006.

**Options sur actions**

EnCana dispose de régimes de rémunération à base d'actions, qui permettent aux salariés et aux administrateurs d'acheter des actions ordinaires de la société. Le prix d'exercice des options avoisine le cours du marché des actions ordinaires à la date d'émission des options. Les options attribuées en vertu des régimes peuvent habituellement être exercées en totalité après trois ans et elles expirent cinq ans après la date d'attribution. Les options attribuées en vertu des régimes de remplacement antérieurs de la société remplaçante ou de la société affiliée viennent à échéance au plus tard 10 ans après la date d'attribution.

Les tableaux qui suivent présentent un résumé de l'information relative aux options sur actions ordinaires qui n'étaient pas assorties de droits à la plus-value d'actions alternatifs (« DPVAA ») au 30 juin 2006. L'information qui traite des DPVAA est présentée à la note 12.

	Options sur actions <i>(en millions)</i>	Prix d'exercice moyen pondéré <i>(en \$ CA)</i>
Options en cours au début de l'exercice	20,7	23,36
Options exercées	(4,6)	23,64
Options éteintes	(0,3)	23,81
Options en cours à la fin du trimestre	15,8	23,27
Options exerçables à la fin du trimestre	15,4	23,24

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**11. CAPITAL-ACTIONS (suite)**

	Options en cours			Options exerçables	
	Nombre d'options en cours (en millions)	Durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance des options (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$ CA)	Nombre d'options en cours (en millions)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$ CA)
<i>Fourchette des prix d'exercice (en \$ CA)</i>					
11,00 à 22,99	1,4	2,0	15,22	1,4	15,05
23,00 à 23,49	0,3	1,6	23,23	0,2	23,25
23,50 à 23,99	5,9	1,8	23,89	5,8	23,89
24,00 à 24,49	7,7	0,9	24,17	7,7	24,17
24,50 à 25,99	0,5	2,2	25,23	0,3	25,23
	15,8	1,4	23,27	15,4	23,24

Au 30 juin 2006, le solde figurant dans le surplus d'apport avait trait aux programmes de rémunération à base d'actions.

**12. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION**

Les tableaux suivants présentent certaines informations à l'égard des régimes de rémunération d'EnCana au 30 juin 2006. La note 15 afférente aux états financiers consolidés vérifiés annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 contient des renseignements supplémentaires à ce sujet.

**A) Régimes de retraite**

Le tableau qui suit présente un résumé de la charge nette au titre des régimes de retraite :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Coût des services rendus au cours du trimestre	4 \$	2 \$	7 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	4	3	8	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(4)	(3)	(8)	(6)
Perte actuarielle prévue sur l'obligation au titre des prestations constituées	2	-	3	1
Amortissement prévu du coût des services passés	-	-	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire	(1)	1	(1)	-
Charges au titre du régime à cotisations déterminées	6	5	11	10
Charge nette au titre des régimes de retraite	11 \$	8 \$	21 \$	16 \$

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, une cotisation de 6 M\$ a été versée aux régimes de retraite à prestations déterminées.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés** (*non vérifiés*)  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**12. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION** (suite)

**B) Droits à la plus-value des actions (« DPVA »)**

Les principaux renseignements relatifs aux DPVA au 30 juin 2006 sont présentés dans le tableau suivant :

	DPVA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	246 739	23,13
Exercés	(242 739)	23,18
En cours à la fin du trimestre	4 000	20,25
Exerçables à la fin du trimestre	4 000	20,25
<b>Droits libellés en dollars américains (en \$ US)</b>		
En cours au début de l'exercice	319 511	14,33
Exercés	(253 875)	14,94
En cours à la fin du trimestre	65 636	11,96
Exerçables à la fin du trimestre	65 636	11,96

Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2006, EnCana n'a constaté aucune charge de rémunération au titre des DPVA en cours (10 M\$ en 2005).

**C) Droits à la plus-value d'actions alternatifs (« DPVAA »)**

Les principaux renseignements relatifs aux DPVAA alternatifs au 30 juin 2006 sont présentés dans le tableau suivant :

	DPVAA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	8 403 967	38,41
Attribués	10 676 500	48,63
DPVA exercés	(344 212)	35,01
Options exercées	(16 044)	32,47
Éteints	(471 892)	40,81
En cours à la fin du trimestre	18 248 319	44,40
Exerçables à la fin du trimestre	2 067 199	36,33

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, EnCana a constaté une charge de rémunération de 58 M\$ au titre des DPVAA en cours (31 M\$ en 2005).

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés** (*non vérifiés*)  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**12. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION** (suite)

**D) Droits différés à la valeur des actions** (« DDVA »)

Le tableau suivant résume l'information relative aux DDVA au 30 juin 2006 :

	DDVA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	836 561	26,81
Attribués aux administrateurs	70 000	56,71
Exercés	(52 562)	27,92
Parts tenant lieu de dividendes	5 748	56,85
En cours à la fin du trimestre	859 747	29,38
Exerçables à la fin du trimestre	859 747	29,38

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, EnCana a constaté une charge de rémunération de 8 M\$ au titre des DDVA en cours (13 M\$ en 2005).

**E) Droits à la valeur des actions liés au rendement** (« DVAR »)

Le tableau suivant résume l'information relative aux DVAR au 30 juin 2006 :

	DVAR en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	4 704 348	30,65
Attribués	18 540	29,66
Exercés	(239 794)	23,26
Éteints	(200 818)	30,45
En cours à la fin du trimestre	4 282 276	31,08
<b>Droits libellés en dollars américains (en \$ US)</b>		
En cours au début de l'exercice	739 649	25,22
Attribués	2 367	25,53
Éteints	(80 876)	22,50
En cours à la fin du trimestre	661 140	25,56

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, EnCana a constaté une diminution de 1 M\$ de la charge de rémunération au titre des DVAR en cours (charge de rémunération de 33 M\$ en 2005).

Au 30 juin 2006, EnCana détenait en fiducie environ 5,5 millions d'actions ordinaires pour émission à l'acquisition des DVAR.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**13. MONTANTS PAR ACTION**

Le nombre d'actions ordinaires ayant servi au calcul du bénéfice net par action ordinaire est présenté dans le tableau suivant :

(en millions)	Trimestres terminés les			Semestres terminés les	
	31 mars	30 juin		30 juin	
	2006	2006	2005	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat de base	874,9	829,6	872,0	838,7	881,8
Incidence des titres dilutifs	16,9	15,5	19,9	16,7	18,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat dilué	864,8	845,1	891,9	855,4	900,7

**14. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES**

Afin de gérer la volatilité du prix des marchandises, EnCana a conclu divers contrats d'instruments financiers et contrats physiques. Les renseignements qui suivent présentent toutes les positions relatives aux instruments financiers.

**Gain réalisé et non réalisé (perte) sur les activités de gestion des risques**

Le tableau suivant présente les gains et les pertes sur les activités de gestion des risques :

	Gain réalisé (perte)			
	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Produits, déduction faite des redevances	160 \$	(114) \$	(46) \$	(133) \$
Charges d'exploitation et autres charges	2	5	3	10
Gain (perte) de la gestion des risques, activités poursuivies	162	(109)	(43)	(123)
Gain (perte) de la gestion des risques, activités abandonnées	3	(32)	4	(56)
	165 \$	(141) \$	(39) \$	(179) \$

	Gain réalisé (perte)			
	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2006	2005	2006	2005
Produits, déduction faite des redevances	230 \$	315 \$	1 493 \$	(647) \$
Charges d'exploitation et autres charges	-	(1)	(2)	2
Gain (perte) de la gestion des risques, activités poursuivies	230	314	1 491	(645)
Gain (perte) de la gestion des risques, activités abandonnées	(1)	31	22	1
	229 \$	345 \$	1 513 \$	(644) \$

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés** (*non vérifiés*)  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**14. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES** (suite)

**Montants constatés au moment de la transition**

À l'adoption initiale de la convention comptable portant sur les instruments de gestion des risques le 1<sup>er</sup> janvier 2004, la société a comptabilisé dans le bilan consolidé la juste valeur de tous les instruments financiers en cours qui n'étaient pas considérés comme des couvertures à des fins comptables, et elle a inscrit un montant correspondant à titre de perte nette reportée (le « montant de transition »). Le montant de transition est porté au résultat net sur la durée des contrats connexes. Après la constatation initiale, les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans le bilan consolidé et les gains ou les pertes non réalisés correspondants sont portés au résultat net.

Au 30 juin 2006, un gain net non réalisé devait encore être constaté pour les trois prochains exercices comme suit :

	Gain non réalisé
<b>2006</b>	
Trimestre terminé le 30 septembre 2006	7 \$
Trimestre terminé le 31 décembre 2006	6
Gain total à constater en 2006	13 \$
<b>2007</b>	15 \$
<b>2008</b>	1
Gain total à constater	29 \$

**Juste valeur des positions de gestion des risques en cours**

Le tableau qui suit présente un rapprochement de la variation des montants non réalisés du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 30 juin 2006 :

	Montant de transition	Juste valeur marchande	Total des gains non réalisés (pertes)
Juste valeur des contrats au début de l'exercice	(40) \$	(640) \$	- \$
Variation de la juste valeur des contrats en cours au début de l'exercice et des contrats conclus en 2006	-	1 463	1 463
Variation de la juste valeur des contrats en cours au moment de la transition échus en 2006	11	-	11
Juste valeur des contrats réalisée en 2006	-	39	39
Juste valeur des contrats en cours	(29) \$	862 \$	1 513 \$
Primes non amorties versées sur les options		230	
Juste valeur des contrats et des primes versées à la fin du trimestre		1 092 \$	
Montant attribué aux activités poursuivies	(29) \$	1 090 \$	1 491 \$
Montant attribué aux activités abandonnées	-	2	22
	(29) \$	1 092 \$	1 513 \$



**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**14. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES (suite)**

Au 30 juin 2006, le montant net reporté résiduel constaté au moment de la transition et les montants relatifs à la gestion des risques figurant dans le bilan consolidé s'établissaient comme suit :

	<b>30 juin 2006</b>
Montants reportés résiduels constatés au moment de la transition	
Comptes débiteurs et produits à recevoir	1 \$
Comptes créditeurs et charges à payer	22
Autres passifs	8
<b>Gain net reporté, activités poursuivies</b>	<b>29 \$</b>
Gestion des risques	
Actif à court terme	965 \$
Actif à long terme	313
Passif à court terme	170
Passif à long terme	18
<b>Actif net lié à la gestion des risques, activités poursuivies</b>	<b>1 090 \$</b>
<b>Actif net lié à la gestion des risques, activités abandonnées</b>	<b>2</b>
	<b>1 092 \$</b>

Le tableau suivant présente un résumé des positions sur instruments financiers non dénouées à la juste valeur estimative :

	<b>30 juin 2006</b>
Risque lié au prix des marchandises	
Gaz naturel	1 153 \$
Pétrole brut	(68)
Dérivés de crédit	(1)
Risque de taux d'intérêt	6
<b>Total des positions à la juste valeur, activités poursuivies</b>	<b>1 090 \$</b>
<b>Total des positions à la juste valeur, activités abandonnées</b>	<b>2</b>
	<b>1 092 \$</b>

Les informations relatives aux dérivés de crédit et aux contrats de taux d'intérêt en cours au 31 décembre 2005 sont présentées à la note 16 afférente aux états financiers consolidés vérifiés annuels de la société. Au 30 juin 2006, aucun nouveau contrat important n'avait été conclu.

**Rapport du deuxième trimestre**  
terminé le 30 juin 2006

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**14. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES (suite)**

**Gaz naturel**

Au 30 juin 2006, les activités de gestion des risques liés au gaz de la société au moyen de contrats sur instruments financiers enregistraient un gain non réalisé de 985 M\$ et leur position à la juste valeur marchande s'élevait à 1 155 M\$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volume notionnel (Mpi <sup>3</sup> /jour)	Échéance	Prix moyen		Juste valeur marchande
<b>Contrats de vente</b>					
Contrats à prix fixe					
Prix fixe sur la NYMEX	515	2006	5,65	\$ US/kpi <sup>3</sup>	(133) \$
Colorado Interstate Gas (CIG)	100	2006	4,44	\$ US/kpi <sup>3</sup>	(23)
Houston Ship Channel (HSC)	90	2006	5,08	\$ US/kpi <sup>3</sup>	(22)
Autres	91	2006	5,07	\$ US/kpi <sup>3</sup>	(16)
Prix fixe sur la NYMEX	260	2007	7,86	\$ US/kpi <sup>3</sup>	(117)
Autres	8	2007	8,97	\$ US/kpi <sup>3</sup>	-
Options					
Options de vente achetées à la NYMEX	2 693	2006	7,77	\$ US/kpi <sup>3</sup>	530
Options de vente achetées à la NYMEX	240	2007	6,00	\$ US/kpi <sup>3</sup>	3
Contrats sur base					
Base fixe NYMEX – AECO	789	2006	(0,69)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	71
Base fixe NYMEX – Rocheuses	322	2006	(0,60)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	46
Base fixe NYMEX – CIG	297	2006	(0,83)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	31
Autres	170	2006	(0,34)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	12
Base fixe NYMEX – AECO	747	2007	(0,72)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	166
Base fixe NYMEX – Rocheuses	538	2007	(0,65)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	205
Base fixe NYMEX – CIG	390	2007	(0,76)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	135
Base fixe Rocheuses – CIG	12	2007	(0,10)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	-
Base fixe NYMEX – AECO	191	2008	(0,78)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	22
Base fixe NYMEX – Rocheuses	162	2008	(0,59)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	48
Base fixe NYMEX – Rocheuses (NYMEX ajustée)	100	2008	17 % de NYMEX	\$ US/kpi <sup>3</sup>	(1)
Base fixe NYMEX – CIG	40	2008-2009	(0,68)	\$ US/kpi <sup>3</sup>	20
<b>Contrats d'achat</b>					
Contrats à prix fixe					
Achat à Waha	23	2006	5,32	\$ US/kpi <sup>3</sup>	4
					981
Autres positions sur instruments financiers*					4
Gain total non réalisé sur les contrats sur instruments financiers					985
Primes non amorties versées sur les options					170
Total de la juste valeur des positions					1 155 \$
Total de la juste valeur des positions, activités poursuivies					1 153 \$
Total de la juste valeur des positions, activités abandonnées					2
Total de la juste valeur des positions					1 155 \$

\* Les autres positions sur instruments financiers font partie des activités quotidiennes de gestion de la production de la société.

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**14. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES (suite)**

**Pétrole brut**

Au 30 juin 2006, les activités de gestion des risques liés au pétrole brut de la société au moyen de contrats sur instruments financiers enregistraient une perte non réalisée de (128) M\$ et leur position à la juste valeur marchande s'établissait à (68) M\$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volume de référence (barils par jour)	Échéance	Prix moyen (\$ US le baril)	Juste valeur marchande
Prix fixe WTI NYMEX	15 000	2006	34,56	(111) \$
Dénouement d'un contrat prix fixe WTI NYMEX	(1 300)	2006	52,75	5
Options de vente sur WTI achetées à la NYMEX	59 000	2006	50,44	(16)
Options d'achat sur WTI achetées à la NYMEX	(13 700)	2006	61,24	27
Options de vente sur WTI achetées à la NYMEX	43 000	2007	44,44	(29)
				(124)
Autres positions sur instruments financiers*				(4)
Perte totale non réalisée sur les contrats sur instruments financiers				(128)
Primes non amorties versées sur les options				60
Total de la juste valeur des positions				(68) \$
Total de la juste valeur des positions, activités poursuivies				(68) \$

\* Les autres positions sur instruments financiers font partie des activités quotidiennes de gestion de la production de la société.

**15. ÉVENTUALITÉS**

**Actions en justice**

La société est partie à diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités, et elle estime avoir constitué une provision adéquate à cet égard.

**Activités de courtage d'énergie abandonnées**

*Californie*

Comme il a été mentionné précédemment, en juillet 2003, la filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte de la société, WD Energy Services Inc. (« WD »), a conclu un règlement avec la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis relativement à une enquête de la CFTC qui a déjà été présentée précédemment. Aux termes du règlement, WD a convenu de payer une amende administrative de 20 M\$ sans admettre ni nier les conclusions de l'ordonnance de la CFTC.

EnCana Corporation et WD sont défenderesses dans le cadre d'une poursuite intentée par E. & J. Gallo Winery devant la cour de district des États-Unis, en Californie, tel qu'il est décrit plus en détail ci-après. Dans sa plainte, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$, qui pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

**Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifiés)**  
(Tous les montants sont en millions de dollars, à moins d'indication contraire.)

**15. ÉVENTUALITÉS (suite)**

Conjointement avec d'autres sociétés du secteur de l'énergie, EnCana Corporation et WD ont été nommées défenderesses dans le cadre de plusieurs poursuites relativement à des ventes de gaz naturel en Californie de 1999 à 2002 (dont certaines sont des recours collectifs et d'autres ont été intentées par des particuliers en leur propre nom). Comme il est de règle, aucun montant de dommages n'est précisé dans ces poursuites. L'action en justice de Gallo et d'autres actions portées devant les tribunaux de la Californie contiennent des allégations selon lesquelles les défenderesses auraient participé à un complot avec des concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel et des dérivés de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie.

Dans la poursuite de Gallo, les décisions qui portent sur la question à savoir si la compétence exclusive de la Federal Energy Regulatory Commission sur le prix du gaz naturel empêche les plaignants de maintenir leurs réclamations sont portées en appel devant la United States Court of Appeals for the Ninth Circuit. La poursuite de Gallo est en attente de cet appel.

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, WD a convenu de verser 20,5 M\$ pour régler les recours collectifs regroupés devant la San Diego Superior Court sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la San Diego Superior Court. Les personnes qui ont intenté une poursuite à titre individuel ne sont pas parties à ce règlement. WD a convenu de verser 2,4 M\$ pour régler le recours collectif déposé à la cour de district des États-Unis en Californie, sans admettre une quelconque responsabilité, sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la cour de district des États-Unis.

*New York*

WD est aussi défenderesse dans un recours collectif déposé devant la cour de district des États-Unis à New York. Dans le recours collectif intenté devant les tribunaux de New York, il est prétendu que la manipulation alléguée par les défenderesses des indices du prix du gaz naturel se serait répercutée sur les contrats à terme et les contrats d'options sur gaz naturel négociés sur le NYMEX entre 2000 et 2002. EnCana Corporation n'est plus une partie intimée dans le recours intenté devant les tribunaux de New York; seules WD et plusieurs autres sociétés non liées à EnCana Corporation sont encore défenderesses. Sans admettre une quelconque responsabilité dans cette affaire, WD a convenu de verser la somme de 8,2 M\$ en règlement du recours collectif déposé devant les tribunaux de New York. La documentation et l'approbation finales de la cour de district des États-Unis à New York ont été obtenues et WD a versé le montant du règlement.

Compte tenu des règlements précités, un total de 31 M\$ a été comptabilisé par régularisation. EnCana Corporation et WD comptent opposer une défense vigoureuse aux réclamations restantes; toutefois, la société ne peut prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future entamée contre elle ni prévoir si elles entraîneront le versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites judiciaires découleront de ces allégations.