



**États financiers consolidés intermédiaires**  
***(non vérifiés)***  
**Trimestre terminé le 31 mars 2007**

**EnCana Corporation**

**EN DOLLARS US**

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

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	Trimestres terminés les	
	2007	2006
<b>PRODUITS, DÉDUCTION FAITE DES REDEVANCES</b> <i>(note 5)</i>		
Activités en amont	2 739 \$	2 604 \$
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	1 556	189
Optimisation des marchés	756	716
Activités non sectorielles – Gain latent (perte) sur la gestion des risques	(615)	1 263
	<b>4 436</b>	<b>4 772</b>
<b>CHARGES</b> <i>(note 5)</i>		
Taxe à la production et impôts miniers	92	139
Transport et vente	278	254
Exploitation	551	412
Produits achetés	1 851	689
Amortissement et épuisement	843	765
Administration	95	58
Intérêts, montant net <i>(note 8)</i>	101	88
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>(note 14)</i>	14	12
Perte (gain) de change, montant net <i>(note 9)</i>	(12)	44
(Gain) à la cession de participations <i>(note 7)</i>	(59)	(9)
	<b>3 754</b>	<b>2 452</b>
<b>BÉNÉFICE NET AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES</b>	<b>682</b>	<b>2 320</b>
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices <i>(note 10)</i>	185	848
<b>BÉNÉFICE NET TIRÉ DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>	<b>497</b>	<b>1 472</b>
<b>BÉNÉFICE NET TIRÉ DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES</b> <i>(note 6)</i>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>497 \$</b>	<b>1 474 \$</b>
<b>RÉSULTAT TIRÉ DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PAR ACTION ORDINAIRE</b> <i>(note 17)</i>		
De base	0,65 \$	1,74 \$
Dilué	0,64 \$	1,70 \$
<b>RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE</b> <i>(note 17)</i>		
De base	0,65 \$	1,74 \$
Dilué	0,64 \$	1,70 \$

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

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
<b>BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DU TRIMESTRE</b>	<b>11 344 \$</b>	<b>9 481 \$</b>
Bénéfice net	497	1 474
Dividendes sur les actions ordinaires	(153)	(64)
Charges au titre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités <i>(note 15)</i>	(816)	(801)
<b>BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DU TRIMESTRE</b>	<b>10 872 \$</b>	<b>10 090 \$</b>

**ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU** *(non vérifiés)*

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>497 \$</b>	<b>1 474 \$</b>
<b>AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU, APRÈS IMPÔTS</b>		
Écart de conversion	111	94
<b>RÉSULTAT ÉTENDU</b>	<b>608 \$</b>	<b>1 568 \$</b>

**ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU** *(non vérifiés)*

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
<b>CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU AU DÉBUT DE L'EXERCICE</b>	<b>1 375 \$</b>	<b>1 262 \$</b>
Écart de conversion	111	94
<b>CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU À LA FIN DU TRIMESTRE</b>	<b>1 486 \$</b>	<b>1 356 \$</b>

Au 31 mars 2007, le cumul des autres éléments du résultat étendu est composé d'écarts de conversion de 1 486 M\$ (1 375 M\$ au 31 décembre 2006; 1 356 M\$ au 31 mars 2006).

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

**BILANS CONSOLIDÉS** (non vérifiés)

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>31 mars 2007</b>	31 décembre 2006
<b>ACTIF</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents	337 \$	402 \$
Comptes débiteurs et produits à recevoir	2 014	1 721
Partie à court terme de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	(notes 4, 11) 357	-
Gestion des risques	(note 18) 899	1 403
Stocks	(note 12) 567	176
	4 174	3 702
Immobilisations corporelles, montant net	(note 5) 28 806	28 213
Placements et autres actifs	512	533
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	(notes 4, 11) 3 299	-
Gestion des risques	(note 18) 55	133
Écart d'acquisition	2 547	2 525
	(note 5) 39 393 \$	35 106 \$
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
Passif à court terme		
Comptes créditeurs et charges à payer	3 210 \$	2 494 \$
Impôts sur les bénéfices à payer	934	926
Partie à court terme de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	(notes 4, 11) 345	-
Gestion des risques	(note 18) 60	14
Partie à court terme de la dette à long terme	(note 13) 260	257
	4 809	3 691
Dette à long terme	(note 13) 6 977	6 577
Autres passifs	151	79
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	(notes 4, 11) 3 311	-
Gestion des risques	(note 18) 17	2
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(note 14) 1 085	1 051
Impôts sur les bénéfices futurs	6 131	6 240
	22 481	17 640
Capitaux propres		
Capital-actions	(note 15) 4 493	4 587
Surplus d'apport	61	160
Bénéfices non répartis	10 872	11 344
Cumul des autres éléments du résultat étendu	1 486	1 375
Total des capitaux propres	16 912	17 466
	39 393 \$	35 106 \$

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

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les	
	2007	2006
		31 mars
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>		
Bénéfice net tiré des activités poursuivies	497 \$	1 472 \$
Amortissement et épuisement	843	765
Impôts sur les bénéfices futurs <i>(note 10)</i>	(190)	517
Perte latente (gain) sur la gestion des risques <i>(note 18)</i>	614	(1 261)
(Gain) perte latente de change	(11)	60
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>(note 14)</i>	14	12
(Gain) à la cession de participations <i>(note 7)</i>	(59)	(9)
Autres	44	23
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	-	112
Variation nette des autres actifs et passifs	20	(11)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	137	2 044
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités abandonnées	-	(1 427)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 909</b>	<b>2 297</b>
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>		
Dépenses en immobilisations <i>(note 5)</i>	(1 490)	(1 961)
Produit de la cession d'actifs <i>(note 7)</i>	281	255
Variation nette des placements et autres	19	77
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	(58)	119
Activités abandonnées	-	1 313
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(1 248)</b>	<b>(197)</b>
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>		
Émission (remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net	-	(881)
Émission de titres d'emprunt à long terme	434	-
Émission d'actions ordinaires <i>(note 15)</i>	76	52
Rachat d'actions ordinaires <i>(note 15)</i>	(1 094)	(978)
Dividendes sur actions ordinaires	(153)	(64)
Autres	11	(10)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(726)</b>	<b>(1 881)</b>
<b>DÉDUIRE : PERTE DE CHANGE SUR LA TRÉSORERIE ET SES ÉQUIVALENTS LIBELLÉS EN DEVISES</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>AUGMENTATION (DIMINUTION) DE LA TRÉSORERIE ET DE SES ÉQUIVALENTS</b>	<b>(65)</b>	<b>219</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS AU DÉBUT DE L'EXERCICE</b>	<b>402</b>	<b>105</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS À LA FIN DU TRIMESTRE</b>	<b>337 \$</b>	<b>324 \$</b>

*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. PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés intermédiaires comprennent les comptes d'EnCana Corporation et ceux de ses filiales (« Encana » ou la « société ») et sont établis 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 raffinage 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 2006, 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 2006.

## 2. MODIFICATION DE CONVENTIONS ET DE PRATIQUES COMPTABLES

Comme il a été mentionné dans les états financiers consolidés vérifiés annuels de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2007, les chapitres 1530, « Résultat étendu », 3251, « Capitaux propres », 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et 3865, « Couvertures » du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA »). Selon les exigences des nouvelles normes, les données des exercices antérieurs n'ont pas été retraitées, à l'exception des écarts de conversion qui ont été reclassés, comme il est décrit à la rubrique « Résultat étendu ».

L'adoption de ces normes n'a pas eu d'incidence importante sur le résultat net ou les flux de trésorerie de la société. Les autres effets de l'application des nouvelles normes sont analysés ci-dessous.

### **Résultat étendu**

Les nouvelles normes prévoient la communication d'informations sur le résultat étendu, qui est composé du résultat net et des autres éléments du résultat étendu. Les états financiers consolidés de la société comprennent à présent un état du résultat étendu dans lequel sont présentés les éléments du résultat étendu. Dans le cas d'EnCana, les autres éléments du résultat étendu comprennent actuellement les variations de l'écart de conversion.

Les variations cumulatives des éléments du résultat étendu sont incluses dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, qui est présenté au bilan consolidé comme une nouvelle catégorie dans les capitaux propres. L'écart de conversion cumulé, auparavant présenté comme une catégorie distincte dans les capitaux propres, est à présent inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Les états financiers consolidés de la société comprennent à présent un état du cumul des autres éléments du résultat étendu, qui assure une continuité au solde du cumul des autres éléments du résultat étendu.

Les normes sur le résultat étendu ont été adoptées conformément aux dispositions transitoires en vigueur. En conséquence, le solde à la fin du trimestre de 1 486 M\$ constaté au 31 mars 2007 au titre de l'écart de conversion cumulé (1 375 M\$ au 31 décembre 2006; 1 356 M\$ au 31 mars 2006) a été reclassé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Par ailleurs, la variation de l'écart de conversion cumulé pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, qui s'établit à 111 M\$, est à présent inclus dans les éléments du résultat étendu présentés dans l'état du résultat étendu (94 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2006).

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

## 2. MODIFICATION DE CONVENTIONS ET DE PRATIQUES COMPTABLES (suite)

### *Instruments financiers*

La norme sur les instruments financiers établit les critères de comptabilisation et d'évaluation des actifs et des passifs financiers, ainsi que des instruments dérivés. Tous les instruments financiers devront être mesurés à la juste valeur au moment de la constatation initiale de l'instrument, sauf dans le cas de certaines opérations avec des apparentés. L'évaluation aux périodes qui suivent diffère selon que l'instrument financier est « détenu à des fins de transaction », « disponible à la vente », « détenu jusqu'à l'échéance », classé dans les « prêts et créances » ou dans les « autres passifs financiers », selon les définitions données dans la norme.

Les actifs et les passifs financiers « détenus à des fins de transaction » sont évalués à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant constatées dans les résultats nets. Les actifs financiers « disponibles à la vente » sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les éléments du résultat étendu. Les actifs financiers « détenus jusqu'à l'échéance », les « prêts et créances » et les « autres passifs financiers » sont évalués au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La mise en œuvre de la nouvelle norme n'a eu aucune incidence sur les méthodes utilisées par la société pour déterminer la juste valeur des instruments financiers.

La trésorerie et ses équivalents sont désignés comme « détenus à des fins de négociation » et sont évalués à la valeur comptable, laquelle correspond approximativement à la juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments. Les comptes débiteurs et produits à recevoir, de même que l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, sont classés dans les « prêts et créances ». Les comptes créditeurs et charges à payer, l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise et la dette à long terme sont classés dans les « autres passifs ».

La société a adopté la norme sur les instruments financiers conformément à ses dispositions transitoires. En conséquence, au 1<sup>er</sup> janvier 2007, un montant de 52 M\$ au titre des autres actifs a été reclassé dans la dette à long terme afin de tenir compte de l'adoption de la convention consistant à amortir les coûts de transaction liés à la dette à long terme et les primes et les escomptes dans la dette à long terme. Les coûts comptabilisés dans la dette à long terme seront amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Auparavant, la société reportait en avant ces coûts, classés dans les autres actifs, et les amortissait selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de la dette à long terme correspondante. L'adoption de la méthode du taux d'intérêt effectif pour l'amortissement n'a eu aucune incidence sur le solde des bénéfices non répartis au début de l'exercice.

Les actifs et les passifs liés à la gestion des risques sont des instruments financiers dérivés considérés comme étant « détenus à des fins de transaction », sauf s'ils sont affectés à la comptabilité de couverture. Pour de plus amples renseignements sur le traitement comptable des instruments financiers dérivés par la société, se reporter à la note 1 des états financiers consolidés vérifiés annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

## 3. AUTRES MODIFICATIONS DES CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES

Par suite de la formation de la nouvelle coentreprise avec ConocoPhillips, EnCana a modifié les principales conventions et pratiques qui suivent afin d'intégrer les activités de raffinage (voir la note 4) :

### *Constatation des produits*

Les produits tirés de la vente de gaz naturel, de pétrole brut, de LGN et de produits chimiques d'Encana sont constatés lors du transfert du titre de propriété au client. L'écart entre le volume de pétrole brut et de gaz naturel qu'EnCana produit et vend et sa quote-part découlant de sa participation directe dans les propriétés de ressources concernées donne lieu à des enlèvements déficitaires ou excédentaires. Les enlèvements déficitaires sont inscrits dans les stocks et les enlèvements excédentaires sont constatés dans les produits reportés. Les gains et les pertes réalisés découlant des activités de gestion des risques liés au prix des marchandises de la société pour le gaz naturel et le pétrole brut sont portés aux produits lorsque la marchandise est vendue.

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

**3. AUTRES MODIFICATIONS DES CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES (suite)**

Les produits tirés de l'optimisation des marchés et des achats de produits sont inscrits sur une base brute lors du transfert à EnCana du titre de propriété du produit ainsi que des risques et avantages connexes. Les opérations d'achat et de vente de marchandises auprès de la contrepartie conclues en prévision l'une de l'autre sont comptabilisées sur une base nette. Les produits liés aux services offerts dans le cadre desquels EnCana agit comme mandataire sont constatés lorsque les services sont fournis. Les produits tirés de la vente de services de stockage de gaz naturel sont constatés lorsque les services sont fournis. Les ventes d'électricité sont constatées lorsque l'électricité est livrée au client.

Les gains et les pertes latents découlant des activités de gestion des risques liés au prix des marchandises pour le gaz naturel et le pétrole brut sont inscrits à titre de produits en fonction des calculs connexes d'évaluation à la valeur de marché effectués à la fin de chaque période.

**Stocks**

Les stocks de produits, y compris le pétrole et les produits chimiques, sont évalués au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, si celle-ci est inférieure, selon la méthode de l'épuisement successif. Les matières et les fournitures sont inscrites au coût.

**Immobilisations corporelles**

*Activités en amont*

EnCana comptabilise ses biens gaziers et pétroliers conformément à la note d'orientation de l'ICCA qui traite de la capitalisation du coût entier dans le secteur du pétrole et du gaz. Aux termes de cette note d'orientation, tous les coûts directement liés à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de gaz naturel et de pétrole brut, y compris les coûts internes et les coûts de mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés dans des centres de coûts, pays par pays.

L'épuisement et l'amortissement des coûts cumulés dans chaque centre de coûts sont calculés selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement, en fonction des réserves prouvées estimatives établies à l'aide des prix et coûts futurs estimatifs. Aux fins de ces calculs, le pétrole est converti en gaz d'après un contenu énergétique équivalent. Les coûts immobilisés qui sont assujettis à l'amortissement pour épuisement incluent les coûts futurs estimatifs devant être engagés pour mettre en valeur les réserves prouvées. Le produit de la cession de biens est généralement déduit du compte du coût entier sans qu'aucun gain ou perte ne soit constaté, à moins que cette déduction n'entraîne une variation du taux d'épuisement et d'amortissement de 20 % ou plus, auquel cas un gain ou une perte est inscrit. Les coûts des grands programmes de mise en valeur et les coûts d'acquisition et d'évaluation de biens non prouvés importants sont exclus, par centre de coûts, de ceux qui sont assujettis à l'amortissement pour épuisement jusqu'à ce qu'il soit déterminé que les réserves prouvées sont attribuables aux biens ou qu'une dépréciation ait été subie. Les coûts qui ont subi une dépréciation sont inclus dans les coûts assujettis à l'épuisement et à l'amortissement.

Une perte de valeur est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable d'un centre de coûts n'est pas recouvrable et qu'elle excède la juste valeur du centre de coûts. La valeur comptable du centre de coûts n'est pas recouvrable si elle excède la somme des flux de trésorerie non actualisés liés aux réserves prouvées. Si la somme des flux de trésorerie est inférieure à la valeur comptable, la perte de valeur est limitée à l'excédent de la valeur comptable sur la somme des éléments suivants :

- i) la juste valeur des réserves prouvées et probables;
- ii) le coût des biens non prouvés soumis à un test de dépréciation distinct.

*Raffinage en aval*

Les installations de raffinage sont inscrites au coût, y compris les frais de mise hors service des immobilisations, et sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile estimative des biens, qui est d'environ 25 ans.



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

### 3. AUTRES MODIFICATIONS DES CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES (suite)

#### *Activités médianes*

Les installations des activités médianes, y compris les installations de stockage de gaz naturel, les usines d'extraction de LGN et les biens servant à la production d'électricité, sont inscrites au coût et sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile estimative des biens, qui est comprise entre 20 et 25 ans. Les immobilisations liées aux pipelines sont inscrites au coût et sont amorties selon la méthode linéaire sur leur durée économique, laquelle est comprise entre 20 et 35 ans.

#### *Activités non sectorielles*

Les coûts associés au mobilier de bureau, aux agencements, aux améliorations locatives, aux technologies de l'information et aux aéronefs sont inscrits au coût et sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile estimative des biens, qui est comprise entre 3 et 25 ans. Les immobilisations en cours de construction ne sont pas amorties. Les terrains sont comptabilisés au coût.

#### **Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations**

La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée dans le bilan consolidé lorsque les obligations sont déterminées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations incluent les obligations juridiques en vertu desquelles la société devra mettre hors service des immobilisations corporelles, telles que des sites de puits en production, des plates-formes de production en mer, des installations de traitement du gaz naturel et des raffineries. Ces obligations comprennent aussi les éléments pour lesquels la société a fait des préclusions promissaires. Les coûts de mise hors service d'immobilisations, qui correspondent à la juste valeur estimative des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés et intégrés dans le coût des immobilisations correspondantes. Les variations des obligations estimatives découlant de révisions de l'échéancier ou du montant estimatifs des flux de trésorerie non actualisés sont constatées à titre de variations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des coûts connexes de mise hors service d'immobilisations.

Les coûts de mise hors service d'immobilisations dans le cas de biens liés au pétrole brut et au gaz naturel sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement. Les frais de mise hors service des immobilisations des installations de raffinage sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de vie des immobilisations correspondantes. L'amortissement des coûts de mise hors service d'immobilisations est inclus dans le poste « Amortissement et épuisement » dans l'état consolidé des résultats. Les augmentations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé des résultats.

Les frais qui sont réellement engagés sont inscrits contre les obligations cumulées.

### 4. COENTREPRISE AVEC CONOCOPHILLIPS

Le 2 janvier 2007, EnCana et ConocoPhillips se sont associées à parts égales dans une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. La coentreprise est composée d'une entité en amont et d'une entité en aval. L'entité en amont est composée des actifs apportés par EnCana, soit principalement les zones de sables bitumineux de Foster Creek et Christina Lake, dont la juste valeur est de 7,5 G\$, et d'un effet à recevoir de ConocoPhillips d'un montant équivalent. L'entité en aval est composée des raffineries de Wood River (Illinois) et Borger (Texas), apportées par ConocoPhillips, d'une juste valeur de 7,5 G\$, et d'un effet à payer d'un montant équivalent, apporté par EnCana. Se reporter à la note 11 pour de plus amples renseignements sur ces effets.

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

Conformément aux principes généralement reconnus du Canada, ces entités ont été comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle et les résultats d'exploitation sont présentés dans un segment isolable distinct, les « activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux ».

## 5. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

- Le secteur **Canada, États-Unis et autres** englobe les activités en amont 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 activités d'exploration en mer et internationales visent surtout les possibilités d'exploitation qu'offrent le Brésil, le Moyen-Orient, le Groenland et la France.
- Les **activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux** regroupent, d'une part, les activités d'exploration et de mise en valeur de zones de sables bitumineux au Canada et de production de pétrole lourd au moyen de méthodes de récupération *in situ* et, d'autre part, les activités de transformation par raffinage du pétrole brut en pétrole et en produits chimiques aux États-Unis. Ce secteur représente la participation de 50 % d'EnCana dans la coentreprise avec ConocoPhillips.
- 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 les secteurs « Canada, États-Unis et autres » et « Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux ». Par conséquent, les groupes de commercialisation exercent aussi des activités d'optimisation des marchés, lesquelles comprennent l'achat et la vente de produits à des 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** tient compte des gains ou des pertes latents 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 vend la quasi-totalité de la production en amont de la société à des tiers. Les opérations conclues entre les secteurs d'exploitation sont déterminées d'après les valeurs de marché et éliminées au moment de la consolidation. L'information financière présentée dans les tableaux figurant dans la présente note tient compte de ces éliminations.

Les activités abandonnées sont décrites à la note 6.

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

**5. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

*Résultats des activités poursuivies (trimestres terminés les 31 mars)*

	Activités en amont			
	Canada		Etats-Unis	
	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 763</b>	<b>1 749</b>	<b>885</b>	<b>779</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	28	45	64	94
Transport et vente	80	68	66	66
Exploitation	237	213	75	68
Achats de produits	-	-	-	-
Amortissement et épuiement	490	490	260	210
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>928</b>	<b>933</b>	<b>420</b>	<b>341</b>
	Autres		Total des activités en amont	
	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>91</b>	<b>76</b>	<b>2 739</b>	<b>2 604</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	92	139
Transport et vente	-	-	146	134
Exploitation	81	67	393	348
Achats de produits	-	-	-	-
Amortissement et épuiement	6	7	756	707
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1 352</b>	<b>1 276</b>
	Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux		Optimisation des marchés	
	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 556</b>	<b>189</b>	<b>756</b>	<b>716</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	-
Transport et vente	124	117	8	3
Exploitation	152	45	7	18
Achats de produits	1 119	-	732	689
Amortissement et épuiement	66	37	3	3
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>95</b>	<b>(10)</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
	Activités non sectorielles		Données consolidées	
	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>(615)</b>	<b>1 263</b>	<b>4 436</b>	<b>4 772</b>
<b>Charges</b>				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	92	139
Transport et vente	-	-	278	254
Exploitation	(1)	1	551	412
Achats de produits	-	-	1 851	689
Amortissement et épuiement	18	18	843	765
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>(632)</b>	<b>1 244</b>	<b>821</b>	<b>2 513</b>
Administration			95	58
Intérêts, montant net			101	88
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations			14	12
Perte (gain) de change, montant net			(12)	44
(Gain) à la cession de participations			(59)	(9)
			139	193
<b>Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices</b>			<b>682</b>	<b>2 320</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices			185	848
<b>Bénéfice net des activités poursuivies</b>			<b>497</b>	<b>1 472</b>

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

**5. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

*Résultats des activités poursuivies (trimestres terminés les 31 mars)*

*Données par secteurs géographiques et catégories de produits (activités poursuivies)*

	Gaz produit					
	Canada		États-Unis		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 388</b>	<b>\$ 1 441</b>	<b>\$ 831</b>	<b>\$ 718</b>	<b>\$ 2 219</b>	<b>\$ 2 159</b>
<b>Charges</b>						
Taxe à la production et impôts miniers	20	36	58	89	78	125
Transport et vente	70	67	66	66	136	133
Exploitation	177	153	75	68	252	221
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>1 121</b>	<b>\$ 1 185</b>	<b>\$ 632</b>	<b>\$ 495</b>	<b>\$ 1 753</b>	<b>\$ 1 680</b>

	Pétrole et LGN					
	Canada		États-Unis		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>375</b>	<b>\$ 308</b>	<b>\$ 54</b>	<b>\$ 61</b>	<b>\$ 429</b>	<b>\$ 369</b>
<b>Charges</b>						
Taxe à la production et impôts miniers	8	9	6	5	14	14
Transport et vente	10	1	-	-	10	1
Exploitation	60	60	-	-	60	60
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>297</b>	<b>\$ 238</b>	<b>\$ 48</b>	<b>\$ 56</b>	<b>\$ 345</b>	<b>\$ 294</b>

	Exploitation intégrée de sables bitumineux					
	Pétrole		Raffinage en aval		Autres	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>220</b>	<b>\$ 183</b>	<b>\$ 1 343</b>	<b>\$ -</b>	<b>(7)</b>	<b>\$ 6</b>
<b>Charges</b>						
Transport et vente	124	117	-	-	-	-
Exploitation	49	38	100	-	3	7
Achats de produits	-	-	1 134	-	(15)	-
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>47</b>	<b>\$ 28</b>	<b>\$ 109</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 5</b>	<b>(1)</b>

	Exploitation intégrée de sables bitumineux	
	Total	
	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances</b>	<b>1 556</b>	<b>\$ 189</b>
<b>Charges</b>		
Transport et vente	124	117
Exploitation	152	45
Achats de produits	1 119	-
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>	<b>161</b>	<b>\$ 27</b>

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

**5. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)**

**Dépenses en immobilisations (activités poursuivies)**

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Dépenses en immobilisations essentielles		
Canada	871 \$	1 129 \$
États-Unis	439	537
Autres	8	18
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	115	220
Optimisation des marchés	1	29
Activités non sectorielles	49	13
	<b>1 483</b>	<b>1 946</b>
Dépenses en immobilisations affectées aux acquisitions		
Canada	7	8
États-Unis	-	7
	<b>7</b>	<b>15</b>
<b>Total</b>	<b>1 490 \$</b>	<b>1 961 \$</b>

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

	Immobilisations corporelles		Total de l'actif	
	31 mars 2007	31 décembre 2006	31 mars 2007	31 décembre 2006
Canada	15 199 \$	17 702 \$	16 502 \$	19 060 \$
États-Unis	8 656	8 494	9 194	9 036
Autres	118	263	138	300
Exploitation intégrée des sables bitumineux	4 361	1 322	8 904	1 379
Optimisation des marchés	154	154	426	468
Activités non sectorielles	318	278	4 229	4 863
<b>Total</b>	<b>28 806 \$</b>	<b>28 213 \$</b>	<b>39 393 \$</b>	<b>35 106 \$</b>

Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation de son projet d'édifice à bureaux The Bow. Elle a vendu les actifs du projet et a conclu un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié. Un montant cumulé de 57 M\$ a été comptabilisé au titre d'immobilisation en cours dans les immobilisations corporelles des activités non sectorielles d'EnCana relativement à ce projet. Un passif d'un montant équivalent a été comptabilisé dans le poste « Autres passifs » du bilan consolidé. L'inscription à l'actif du projet d'édifice à bureaux The Bow n'a aucune incidence sur le résultat net ou sur les flux de trésorerie de la société.

**6. ACTIVITÉS ABANDONNÉES**

Toutes les activités abandonnées avaient été vendues en date du 31 décembre 2006.

**Activités médianes**

Au cours de 2006, EnCana a conclu, dans le cadre de deux opérations distinctes avec un même acquéreur, la vente de ses activités de stockage de gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Les produits réalisés ont totalisé environ 1,5 G\$. La Société a aussi constaté un gain à la cession de 829 M\$, après impôts.

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

**6. ACTIVITÉS ABANDONNÉES (suite)**

**Équateur**

Le 28 février 2006, EnCana a conclu la vente de ses activités en Équateur pour un produit de 1,4 G\$, avant indemnités. Une perte de 279 M\$, compte tenu de l'incidence des indemnités, a été comptabilisée. Les indemnités sont abordées ci-après dans la présente note.

Les montants constatés au titre de l'amortissement et de l'épuisement pour 2006 représentent des provisions qui ont été imputées à la valeur comptable nette des activités en Équateur pour constater les estimations les plus probables de la direction de l'écart entre le prix de vente et la valeur comptable sous-jacente des placements connexes, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

**État consolidé des résultats**

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

	Trimestres terminés les 31 mars							
	Équateur		Royaume-Uni		Activités médianes		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<b>Produits, déduction faite des redevances*</b>	- \$	200 \$	- \$	- \$	- \$	435 \$	- \$	635 \$
<b>Charges</b>								
Taxe à la production et impôts miniers	-	23	-	-	-	-	-	23
Transport et vente	-	10	-	-	-	-	-	10
Exploitation	-	25	-	-	-	19	-	44
Achats de produits	-	-	-	-	-	354	-	354
Amortissement et épuisement	-	84	-	-	-	-	-	84
Intérêts, montant net	-	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Perte (gain) de change, montant net	-	1	-	1	-	-	-	2
Perte (gain) à l'abandon des activités	-	47	-	-	-	-	-	47
	-	188	-	1	-	373	-	562
<b>Bénéfice net (perte) avant impôts sur les bénéfices</b>	-	12	-	(1)	-	62	-	73
Charge d'impôts sur les bénéfices	-	59	-	-	-	12	-	71
<b>Bénéfice net (perte) des activités abandonnées</b>	- \$	(47) \$	- \$	(1) \$	- \$	50 \$	- \$	2 \$

\* Les produits, déduction faite des redevances, tirés des activités exercées en Équateur en 2006 comprennent des pertes réalisées de 1 M\$ liées aux instruments dérivés.

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

**6. 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 est limitée aux montants maximaux établis dans celles-ci.

Pendant le deuxième trimestre de 2006, le gouvernement de l'Équateur a saisi à l'exploitant les actifs du bloc 15, dans lequel EnCana détenait une participation économique de 40 %. Il s'agit d'un événement ouvrant droit à une indemnisation aux termes de la convention de vente conclue entre EnCana et l'acheteur. L'acquéreur a exigé le paiement et EnCana a versé le montant maximal d'environ 265 M\$, calculé conformément aux modalités des conventions. EnCana ne s'attend pas à devoir verser à l'acquéreur d'autres paiements d'indemnité importants relativement à d'autres aspects commerciaux prévus dans les conventions de vente d'actions.

**7. CESSIONS DE PARTICIPATIONS**

Le produit total tiré de la vente d'actifs et de participations s'est élevé à 281 M\$ (255 M\$ en 2006) et s'établit comme suit :

**Canada et États-Unis**

En 2007, la société a cédé des actifs pétroliers et gaziers classiques arrivés à maturité pour un produit de 17 M\$ (11 M\$ en 2006).

**Autres**

En janvier 2007, la société a conclu la vente de ses activités au Tchad, qui représentaient des biens à l'étape de pré-production, pour un produit de 207 M\$, ce qui a donné lieu à un gain de 59 M\$.

**Optimisation des marchés**

En février 2006, la société a vendu sa participation dans Entrega Gas Pipeline LLC en contrepartie d'environ 244 M\$, donnant ainsi lieu à un gain à la vente de 17 M\$.

**Activités non sectorielles**

En février 2007, la société a vendu les actifs du projet d'immeuble à bureaux The Bow pour un produit d'environ 57 M\$, ce qui représentait son investissement dans le projet à la date de la vente. Se reporter à la note 5 pour de plus amples renseignements sur les actifs relatifs à ce projet.

**8. INTÉRÊTS, MONTANT NET**

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Intérêts débiteurs, dette à long terme	100 \$	94 \$
Intérêts débiteurs, autres*	63	5
Intérêts créditeurs*	(62)	(11)
	101 \$	88 \$

\*En 2007, les montants constatés au titre des intérêts débiteurs – autres et des intérêts créditeurs étaient principalement attribuables aux effets à recevoir et à payer liés à l'apport à la coentreprise. Voir la note 11.

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

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

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Perte de change latente (gain) à la conversion de :		
la dette libellée en dollars US et émise au Canada	(41) \$	4 \$
l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars US et émis au Canada	38	-
Autres pertes (gains) de change	(9)	40
	<b>(12) \$</b>	<b>44 \$</b>

**10. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**

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

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Impôts exigibles		
Canada	282 \$	308 \$
États-Unis	92	23
Autres pays	1	-
Total des impôts exigibles	375	331
Impôts futurs	(190)	517
	<b>185 \$</b>	<b>848 \$</b>

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 31 mars	
	2007	2006
Bénéfice net (perte) avant impôts sur les bénéfices	682 \$	2 320 \$
Taux réglementaire au Canada	32,3 %	35,9 %
Impôts sur les bénéfices prévus	220	833
Incidence des éléments suivants sur les impôts :		
Paiements à la Couronne non déductibles au Canada	-	31
Déduction relative aux ressources au Canada	-	(20)
Écarts avec les taux réglementaires et autres écarts de taux	5	(16)
Bénéfice non imposable tiré des activités en aval de la coentreprise	(6)	-
Pertes (gains) en capital non imposables	(20)	(1)
Impôts des grandes sociétés	-	1
Autres	(14)	20
	<b>185 \$</b>	<b>848 \$</b>
Taux d'imposition réel	<b>27,1 %</b>	<b>36,6 %</b>



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

**11. EFFETS À RECEVOIR ET À PAYER LIÉS À L'APPORT À LA COENTREPRISE**

***Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise***

Le 2 janvier 2007, à la création de la coentreprise intégrée d'exploitation de sables bitumineux, ConocoPhillips a conclu une entente de souscription visant une participation de 50 % dans FCCL Oil Sands Partnership, l'entité en amont, en contrepartie d'un billet de 7,5 G\$ portant intérêt à un taux annuel de 5,3 %. Le remboursement du capital et des intérêts est effectué sous forme de versements trimestriels égaux, le dernier étant exigible le 2 janvier 2017. Les parties à court et à long termes de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise présentées au bilan consolidé représentent la quote-part de 50 % d'EnCana de ce billet.

***Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise***

Le 2 janvier 2007, à la création de la coentreprise intégrée d'exploitation de sables bitumineux, EnCana a émis un billet d'un montant de 7,5 G\$ à WRB Refining LLC, l'entité en aval, en contrepartie d'une participation de 50 %. Le billet porte intérêt à un taux annuel de 6,0 %. Le remboursement du capital et des intérêts est effectué sous forme de versements trimestriels égaux, le dernier étant exigible le 2 janvier 2017. Les parties à court et à long termes de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise présentées au bilan consolidé représentent la quote-part de 50 % d'EnCana de ce billet.

**12. STOCKS**

	<b>31 mars 2007</b>	31 décembre 2006
Produits		
Canada	21 \$	42 \$
Activités intégrées d'exploitation de sables bitumineux	465	8
Optimisation des marchés	81	126
	<b>567 \$</b>	<b>176 \$</b>

**13. DETTE À LONG TERME**

	<b>31 mars 2007</b>	31 décembre 2006
Dettes libellées en dollars CA		
Crédit renouvelable et emprunts à terme	1 399 \$	1 456 \$
Billets non garantis	1 236	793
	<b>2 635</b>	<b>2 249</b>
Dettes libellées en dollars US		
Crédit renouvelable et emprunts à terme	176	104
Billets non garantis	4 421	4 421
	<b>4 597</b>	<b>4 525</b>
Augmentation de la valeur de la dette prise en charge*	59	60
Intérêts sur la dette payés d'avance et coût du financement	(54)	-
Partie à court terme de la dette à long terme	(260)	(257)
	<b>6 977 \$</b>	<b>6 577 \$</b>

\* 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.

Le 12 mars 2007, EnCana a clôturé un appel public à l'épargne au Canada portant sur des billets à moyen terme non garantis pour un capital totalisant 500 M\$ CA. Les billets sont assortis d'un coupon de 4,3 % et viennent à échéance le 12 mars 2012.

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

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

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

	31 mars 2007	31 décembre 2006
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au début de l'exercice	1 051 \$	816 \$
Passifs engagés	27	68
Passifs réglés	(15)	(51)
Variation des flux de trésorerie futurs estimatifs	2	172
Charge de désactualisation	14	50
Autres	6	(4)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la fin du trimestre	1 085 \$	1 051 \$

**15. CAPITAL-ACTIONS**

<i>(en millions)</i>	31 mars 2007		31 décembre 2006	
	Nombre	Montant	Nombre	Montant
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	777,9	\$ 4 587	854,9	\$ 5 131
Actions ordinaires émises en vertu des régimes d'options	3,8	76	8,6	179
Rémunération à base d'actions	-	2	-	11
Actions ordinaires rachetées	(20,4)	(172)	(85,6)	(734)
Actions ordinaires en circulation à la fin du trimestre	761,3	\$ 4 493	777,9	\$ 4 587

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

En 2007, la société avait acheté 23,3 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 1 094 M\$. De la contrepartie payée, 196 M\$ ont été imputés au capital-actions et 898 M\$, aux bénéfices non répartis. Du nombre d'actions ordinaires achetées au premier trimestre de 2007, 2,9 millions d'actions ordinaires distribuées, évaluées à 24 M\$ et détenues dans la fiducie du régime d'avantages à l'intention des employés d'EnCana, ont été acquises en vertu du régime de droits à la valeur des actions liés au rendement (DVAR) (se reporter à la note 16). Un ajustement de 82 M\$ au titre de ces actions ordinaires distribuées a été apporté aux bénéfices non répartis et le surplus d'apport a été réduit de 106 M\$.

La société 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 cinq offres publiques de rachat dans le cours normal des activités consécutives. La société peut racheter pour annulation jusqu'à environ 80,2 millions d'actions ordinaires en vertu de l'offre renouvelée qui est entrée en vigueur le 6 novembre 2006 et qui prendra fin le 5 novembre 2007.

**Options sur actions**

EnCana s'est dotée 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 remplacée ou de la société affiliée viennent à échéance au plus tard 10 ans après la date d'attribution.

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

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

Les tableaux qui suivent présentent un résumé de l'information relative aux options sur actions ordinaires qui n'étaient pas assorties de droits alternatifs à la plus-value d'actions (« DAPVA ») au 31 mars 2007. L'information qui traite des DAPVA est présentée à la note 16.

	<b>Options sur actions (en millions)</b>	<b>Prix d'exercice moyen pondéré (en \$ CA)</b>
Options en cours au début de l'exercice	11,8	23,17
Options exercées	(3,8)	23,73
Options éteintes	-	-
Options en cours à la fin du trimestre	<b>8,0</b>	<b>22,92</b>
Options exerçables à la fin du trimestre	<b>8,0</b>	<b>22,92</b>

	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 16,99	0,7	2,5	11,59	0,7	11,59
17,00 à 22,99	0,2	0,8	22,41	0,2	22,41
23,00 à 23,99	4,8	1,1	23,86	4,8	23,86
24,00 à 24,99	2,1	0,2	24,21	2,1	24,21
25,00 à 25,99	0,2	1,5	25,58	0,2	25,58
	<b>8,0</b>	<b>1,0</b>	<b>22,92</b>	<b>8,0</b>	<b>22,92</b>

Au 31 mars 2007, le solde figurant dans le surplus d'apport avait trait aux régimes de rémunération à base d'actions.

**16. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION**

Les tableaux suivants présentent certaines informations à l'égard des régimes de rémunération d'EnCana au 31 mars 2007. La note 15 afférente aux états financiers consolidés vérifiés annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 contient des renseignements supplémentaires à ce sujet.

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

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

**A) Régimes de retraite**

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

	Trimestres terminés les	
	2007	2006
		31 mars
Coût des services rendus au cours du trimestre	4 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(4)	(4)
Perte actuarielle prévue sur l'obligation au titre des prestations constituées	1	1
Amortissement prévu du coût des services passés	-	1
Charges au titre du régime à cotisations déterminées	7	5
<b>Charge nette au titre des régimes de retraite</b>	<b>12 \$</b>	<b>10 \$</b>

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, aucune cotisation n'a été versée aux régimes de retraite à prestations déterminées (aucune pour le trimestre terminé le 31 mars 2006).

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

Les principaux renseignements relatifs aux DPVA au 31 mars 2007 sont présentés dans le tableau suivant :

	DPVA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars américains (en \$ US)</b>		
En cours au début de l'exercice	2 088	14,21
Exercés	-	-
En cours à la fin du trimestre	2 088	14,21
Exerçables à la fin du trimestre	2 088	14,21

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007, EnCana n'a constaté aucune charge de rémunération au titre des DPVA en cours (charge de 4 M\$ au trimestre terminé le 31 mars 2006).

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

Les principaux renseignements relatifs aux DAPVA au 31 mars 2007 sont présentés dans le tableau suivant :

	DAPVA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	17 276 191	44,99
Attribués	3 801 988	55,21
DPVA exercés	(573 100)	41,34
Options exercées	(2 340)	35,95
Éteints	(336 374)	46,51
En cours à la fin du trimestre	20 166 365	45,23
Exerçables à la fin du trimestre	5 915 858	42,54

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

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

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 58 M\$ au titre des DAPVA en cours (28 M\$ au trimestre terminé le 31 mars 2006).

**D) Droits alternatifs à la plus-value d'actions basés sur le rendement (« DAPVAR »)**

En 2007, EnCana a mis en place un régime en vertu duquel les salariés peuvent recevoir des droits alternatifs à la plus-value d'actions basés sur le rendement (« DAPVAR »). Aux termes de ce régime, les salariés ont le droit de recevoir un paiement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'EnCana au moment de l'exercice sur le prix d'exercice du droit. Les attributs des DAPVAR, notamment en ce qui concerne l'acquisition et l'échéance sont les mêmes que ceux de l'option sur actions sous-jacente. L'acquisition est aussi fonction de l'atteinte par la société des objectifs de rendement établis en fonction du ratio de renouvellement annuel. L'acquisition des DAPVAR est proportionnelle au ratio de renouvellement, qui doit être supérieur à 1. Un nombre maximum de DAPVAR peut être acquis lorsque le ratio de renouvellement est supérieur ou égal à 3.

Les principaux renseignements relatifs aux DAPVAR au 31 mars 2007 sont présentés dans le tableau suivant :

	DAPVAR en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	-	-
Attribués	7 275 575	56,09
Éteints	(97 800)	56,09
En cours à la fin du trimestre	7 177 775	56,09
Exerçables à la fin du trimestre	-	-

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 2 M\$ au titre des DAPVAR en cours.

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

Le tableau suivant résume l'information relative aux DDVA au 31 mars 2007 :

	DDVA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	866 577	29,56
Attribués aux administrateurs	66 140	56,48
Exercés	(294 922)	29,56
Parts tenant lieu de dividendes	3 419	58,40
En cours à la fin du trimestre	641 214	32,49
Exerçables à la fin du trimestre	641 214	32,49

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 8 M\$ au titre des DDVA en cours (6 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2006).

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

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

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

Le tableau suivant résume l'information relative aux DVAR au 31 mars 2007 :

	DVAR en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)</b>		
En cours au début de l'exercice	4 766 329	27,48
Attribués	6 937	58,40
Exercés	(2 937 491)	24,05
Éteints	(106 323)	33,72
En cours à la fin du trimestre	<b>1 729 452</b>	<b>33,03</b>

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 10 M\$ au titre des DVAR en cours (diminution de la charge de rémunération de 16 M\$ au trimestre terminé le 31 mars 2006).

Au 31 mars 2007, EnCana détenait en fiducie environ 2,6 millions d'actions ordinaires pour émission à l'acquisition des DVAR (5,5 millions au 31 mars 2006).

**17. MONTANTS PAR ACTION**

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

<i>(en millions)</i>	Trimestres terminés les	
	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat de base	768,4	847,9
Incidence des titres dilutifs	11,2	16,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat dilué	<b>779,6</b>	864,8

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

**18. 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.

**Gains réalisés et latents (pertes) 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 31 mars	
	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	315 \$	(206) \$
Charges d'exploitation et autres charges	1	1
Gain (perte) de la gestion des risques, activités poursuivies	316	(205)
Gain (perte) de la gestion des risques, activités abandonnées	-	1
	<b>316 \$</b>	<b>(204) \$</b>

	Gain latent (perte)	
	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	(615) \$	1 263 \$
Charges d'exploitation et autres charges	1	(2)
Gain (perte) de la gestion des risques, activités poursuivies	(614)	1 261
Gain (perte) de la gestion des risques, activités abandonnées	-	23
	<b>(614) \$</b>	<b>1 284 \$</b>

**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 net de transition est porté au résultat 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 latents correspondants sont imputés aux résultats nets

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

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

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

Le tableau qui suit présente un rapprochement de la variation des montants latents entre le 1<sup>er</sup> janvier 2007 et le 31 mars 2007 :

	Juste valeur de marché	Total des gains latents (pertes)
Juste valeur des contrats au début de l'exercice	1 416 \$	- \$
Variation de la juste valeur des contrats en cours au début de l'exercice et des contrats entrés en vigueur durant 2007	(301)	(301)
Juste valeur des contrats en cours au moment de la transition échus durant 2007	-	3
Juste valeur des contrats réalisée durant 2007	(316)	(316)
Juste valeur des contrats en cours	799 \$	(614) \$
Primes versées sur les options non échues	78	
Juste valeur des contrats et des primes versées à la fin du trimestre	877 \$	

Au 31 mars 2007, les montants constatés au titre de la gestion des risques dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

	31 mars 2007
Gestion des risques	
Actif à court terme	899 \$
Actif à long terme	55
Passif à court terme	60
Passif à long terme	17
Actif net lié à la gestion des risques	877 \$

Le tableau suivant résume les positions sur instruments financiers non dénouées à la juste valeur estimative :

	31 mars 2007
Risque lié au prix des marchandises	
Gaz naturel	868 \$
Pétrole brut	(7)
Électricité	14
Risque de taux d'intérêt	4
Dérivés de crédit	(2)
Total des positions à la juste valeur	877 \$

Les informations relatives aux dérivés de crédit et aux contrats de taux d'intérêt en cours au 31 décembre 2006 sont présentées à la note 16 afférente aux états financiers consolidés vérifiés annuels de la société. Au 31 mars 2007, aucun nouveau contrat visant l'électricité n'avait été conclu.



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

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

**Gaz naturel**

Au 31 mars 2007, les activités de gestion des risques liés au gaz de la société au moyen de contrats sur instruments financiers enregistreraient un gain latent de 852 M\$ et la position à la juste valeur de marché s'élevait à 868 M\$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volume de référence (Mpi <sup>3</sup> /jour)	Échéance	Prix moyen	Juste valeur de marché
<b>Contrats de vente</b>				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe sur la NYMEX	1 501	2007	8,54 \$ US/kpi <sup>3</sup>	129 \$
Autres	8	2007	8,97 \$ US/kpi <sup>3</sup>	2
Prix fixe sur la NYMEX	321	2008	8,24 \$ US/kpi <sup>3</sup>	(43)
Options				
Options de vente achetées à la NYMEX	240	2007	6,00 \$ US/kpi <sup>3</sup>	(10)
Contrats sur base				
Base fixe NYMEX – AECO	754	2007	(0,72) \$ US/kpi <sup>3</sup>	60
Base fixe NYMEX – Rocheuses	533	2007	(0,65) \$ US/kpi <sup>3</sup>	348
Base fixe NYMEX – CIG	390	2007	(0,76) \$ US/kpi <sup>3</sup>	239
Base fixe NYMEX – AECO	191	2008	(0,78) \$ US/kpi <sup>3</sup>	8
Base fixe NYMEX – Rocheuses	162	2008	(0,59) \$ US/kpi <sup>3</sup>	59
Base fixe NYMEX – CIG	60	2008	(0,67) \$ US/kpi <sup>3</sup>	20
Base fixe NYMEX – Rocheuses (NYMEX ajustée)	329	2008	17 % NYMEX \$ US/kpi <sup>3</sup>	31
Base fixe NYMEX – Mid-Continent (NYMEX ajustée)	120	2008	12 % NYMEX \$ US/kpi <sup>3</sup>	1
Base fixe NYMEX – CIG	20	2009	(0,71) \$ US/kpi <sup>3</sup>	2
Base fixe NYMEX – AECO	41	2010	(0,40) \$ US/kpi <sup>3</sup>	2
<b>Contrats d'achat</b>				
Contrats à prix fixe				
Autres	8	2007	7,84 \$ US/kpi <sup>3</sup>	-
				848
Autres positions sur instruments financiers*				4
Gain total latent sur les contrats sur instruments financiers				852
Primes non amorties versées sur les options non échues				16
Total de la juste valeur des positions				868 \$

\* Les autres positions sur instruments financiers font partie des activités courantes 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.)

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

**Pétrole brut**

Au 31 mars 2007, les activités de gestion des risques liés au pétrole brut de la société au moyen de contrats sur instruments financiers enregistraient une perte latente de 69 M\$ pour une position à la juste valeur de marché de (7) M\$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volume de référence (barils par jour)	Échéance	Prix moyen (\$ US le baril)	Juste valeur de marché
Prix fixe WTI NYMEX	34 500	2007	64,40	(41) \$
Options de vente sur WTI achetées à la NYMEX	91 500	2007	55,34	(25)
				(66)
Autres positions sur instruments financiers*				(3)
Perte totale latente sur les contrats sur instruments financiers				(69)
Primes versées sur les options non échues				62
Total de la juste valeur des positions				(7) \$

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

**Électricité**

La société a conclu deux contrats d'instruments dérivés pour gérer les coûts de sa consommation d'électricité. Ces contrats d'une durée de 11 ans sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2007. Au 31 mars 2007, le gain latent au titre de ces contrats s'élevait à 14 M\$.

**19. 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**

Pendant la période écoulée entre 2003 et 2005, EnCana et sa filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte, WD Energy Services Inc. (« WD »), ainsi que d'autres sociétés du secteur de l'énergie ont été nommées parties défenderesses dans plusieurs actions en justice relativement à des ventes de gaz naturel de 1999 à 2002 (dont certaines sont des recours collectifs). Les poursuites 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.

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, WD a convenu de verser 20,5 M\$ pour régler les recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie, qui ont donné leur approbation finale. WD a aussi convenu de verser 2,4 M\$ pour régler le recours collectif porté devant la cour de district des États-Unis, sous réserve de l'approbation finale du règlement par ce tribunal fédéral. Par ailleurs, sans admettre une quelconque responsabilité dans cette affaire, WD a convenu de verser 20 M\$ en règlement du recours déposé par la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis, et 8,2 M\$ en règlement des recours collectifs regroupés déposés devant les tribunaux de New York, dont il a déjà été fait mention.

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

**19. ÉVENTUALITÉS (suite)**

Les autres actions en justice ont été intentées par des particuliers, dont E. & J. Gallo Winery (« Gallo »). Dans sa plainte, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$. Aucun montant de dommages n'est précisé dans les autres poursuites restantes. Les montants de dommage-intérêts réclamés pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

La société et WD comptent opposer une défense vigoureuse aux réclamations restantes; la société ne peut toutefois pas prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future à son encontre, ni prévoir si elles aboutiront au versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites découleront de ces allégations.

**20. RECLASSEMENT**

Certaines données des périodes antérieures ont été reclassées pour être conformes à la présentation adoptée en 2007.