



États financiers consolidés intermédiaires
(non vérifiés)
Période terminée le 30 septembre 2007

EnCana Corporation

EN DOLLARS US

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS (non vérifiés)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>				
PRODUITS, DÉDUCTION FAITE				
DES REDEVANCES (note 6)				
Activités en amont	2 883 \$	2 622 \$	8 597 \$	7 817 \$
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	2 191	248	5 614	713
Optimisation des marchés	629	731	2 107	2 272
Activités non sectorielles – Gain (perte) latent sur la gestion des risques	(107)	428	(673)	1 921
	5 596	4 029	15 645	12 723
CHARGES (note 6)				
Taxe à la production et impôts miniers	79	79	228	269
Transport et vente	220	271	732	795
Exploitation	530	420	1 646	1 227
Produits achetés	2 192	677	5 879	2 160
Amortissement et épuisement	988	791	2 730	2 346
Administration	73	54	263	187
Intérêts, montant net (note 9)	102	83	297	254
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 15)	17	13	46	37
Perte (gain) de change, montant net (note 10)	74	-	69	(158)
Perte (gain) à la cession de participations (note 8)	(29)	(304)	(87)	(321)
	4 246	2 084	11 803	6 796
BÉNÉFICE NET AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 350	1 945	3 842	5 927
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 11)	416	602	965	1 519
BÉNÉFICE NET TIRÉ DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	934	1 343	2 877	4 408
BÉNÉFICE NET TIRÉ DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES (note 7)	-	15	-	581
BÉNÉFICE NET	934 \$	1 358 \$	2 877 \$	4 989 \$
RÉSULTAT TIRÉ DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PAR ACTION ORDINAIRE (note 18)				
De base	1,24 \$	1,66 \$	3,79 \$	5,32 \$
Dilué	1,24 \$	1,63 \$	3,75 \$	5,21 \$
RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE (note 18)				
De base	1,24 \$	1,68 \$	3,79 \$	6,02 \$
Dilué	1,24 \$	1,65 \$	3,75 \$	5,90 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE	11 344 \$	9 481 \$
Bénéfice net	2 877	4 989
Dividendes sur les actions ordinaires	(453)	(226)
Charges au titre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités <i>(note 16)</i>	(1 618)	(2 450)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE LA PÉRIODE	12 150 \$	11 794 \$

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU *(non vérifiés)*

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
BÉNÉFICE NET	934 \$	1 358 \$	2 877 \$	4 989 \$
AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU, APRÈS IMPÔTS				
Écart de conversion	859	(7)	1 798	531
RÉSULTAT ÉTENDU	1 793 \$	1 351 \$	4 675 \$	5 520 \$

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006
CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU AU DÉBUT DE L'EXERCICE	1 375 \$	1 262 \$
Écart de conversion	1 798	531
CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU À LA FIN DE LA PÉRIODE	3 173 \$	1 793 \$

Au 30 septembre 2007, le cumul des autres éléments du résultat étendu est composé d'écarts de conversion de 3 173 M\$ (1 375 M\$ au 31 décembre 2006; 1 793 M\$ au 30 septembre 2006).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS (non vérifiés)

<i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2007	31 décembre 2006
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents	515 \$	402 \$
Comptes débiteurs et produits à recevoir	2 146	1 721
Partie à court terme de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	(notes 5, 12) 293	-
Gestion des risques	(note 19) 820	1 403
Stocks	(note 13) 775	176
	4 549	3 702
Immobilisations corporelles, montant net	(note 6) 32 156	28 213
Placements et autres actifs	604	533
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	(notes 5, 12) 3 223	-
Gestion des risques	(note 19) 57	133
Écart d'acquisition	2 873	2 525
	(note 6) 43 462 \$	35 106 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Comptes créditeurs et charges à payer	3 717 \$	2 494 \$
Impôts sur les bénéfices à payer	687	926
Partie à court terme de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	(notes 5, 12) 284	-
Gestion des risques	(note 19) 98	14
Partie à court terme de la dette à long terme	(note 14) 1 000	257
	5 786	3 691
Dette à long terme	(note 14) 6 246	6 577
Autres passifs	205	79
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	(notes 5, 12) 3 236	-
Gestion des risques	(note 19) 12	2
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(note 15) 1 272	1 051
Impôts sur les bénéfices futurs	6 865	6 240
	23 622	17 640
Capitaux propres		
Capital-actions	(note 16) 4 457	4 587
Surplus d'apport	60	160
Bénéfices non répartis	12 150	11 344
Cumul des autres éléments du résultat étendu	3 173	1 375
Total des capitaux propres	19 840	17 466
	43 462 \$	35 106 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE (non vérifiés)

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net tiré des activités poursuivies	934	\$ 1 343	\$ 2 877	\$ 4 408
Amortissement et épuisement	988	791	2 730	2 346
Impôts sur les bénéfices futurs	(note 11) 102	401	(9)	690
Impôts exigibles à la cession d'actifs	(note 8) -	49	-	49
(Gain) perte latent sur la gestion des risques	(note 19) 107	(428)	666	(1 919)
(Gain) perte latent de change	83	4	142	(79)
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(note 15) 17	13	46	37
(Gain) perte à la cession de participations	(note 8) (29)	(304)	(87)	(321)
Autres	16	14	154	90
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	-	11	-	99
Variation nette des autres actifs et passifs	1	21	5	48
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	(19)	(247)	(247)	3 305
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités abandonnées	-	(13)	-	(2 476)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 200	1 655	6 277	6 277
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Dépenses en immobilisations	(note 6) (1 650)	(1 486)	(4 329)	(5 350)
Produit de la cession d'actifs	(note 8) 59	377	505	634
Impôts exigibles à la cession d'actifs	(note 8) -	(49)	-	(49)
Variation nette des placements et autres	32	(56)	26	(38)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	69	(18)	(34)	(169)
Activités abandonnées	-	-	-	2 377
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 490)	(1 232)	(3 832)	(2 595)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Émission (remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net	(871)	470	(909)	(512)
Émission de titres d'emprunt à long terme	(note 14) 492	-	924	-
Remboursement de titres d'emprunt à long terme	-	(73)	-	(73)
Émission d'actions ordinaires	(note 16) 5	39	158	140
Rachat d'actions ordinaires	(note 16) (218)	(900)	(2 025)	(2 973)
Dividendes sur actions ordinaires	(149)	(80)	(453)	(226)
Autres	2	2	(1)	(9)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(739)	(542)	(2 306)	(3 653)
DÉDUIRE : PERTE DE CHANGE SUR LA TRÉSORERIE ET SES ÉQUIVALENTS LIBELLÉS EN DEVISES				
	11	-	26	-
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE LA TRÉSORERIE ET DE SES ÉQUIVALENTS TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS AU DÉBUT DE LA PÉRIODE				
	(40)	(119)	113	29
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS À LA FIN DE LA PÉRIODE				
	555	253	402	105
	515	\$ 134	\$ 515	\$ 134

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^{er} 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 autres 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 3 173 M\$ constaté au 30 septembre 2007 au titre de l'écart de conversion cumulé (1 375 M\$ au 31 décembre 2006; 1 793 M\$ au 30 septembre 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 et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007, qui s'établit à 859 M\$ et à 1 798 M\$, respectivement, est à présent incluse dans les autres éléments du résultat étendu présentés dans l'état du résultat étendu ((7) M\$ et 531 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2006, respectivement).

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 classé dans les « autres passifs financiers », selon les définitions données dans la norme.

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)

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 autres 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 transaction » 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 financiers ».

La société a adopté la norme sur les instruments financiers conformément à ses dispositions transitoires. En conséquence, au 1^{er} 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 capitaliser les coûts de transaction, les primes et les escomptes liés à la dette à long terme dans la dette à long terme. Les coûts capitalisés 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 « 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. MISE À JOUR 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 5) :

Constatation des produits

Les produits tirés de la vente de gaz naturel, de pétrole brut, de LGN et de produits chimiques et pétroliers 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.

Les produits tirés de l'optimisation des marchés et les 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 conclues avec la même contrepartie 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.

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

3. MISE À JOUR DES CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES (suite)

Stocks

Les stocks de produits, y compris les produits pétroliers et 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 capitalisés 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 capitalisés 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 coûts 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.

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.

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

3. MISE À JOUR DES CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES (suite)

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 initiale des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, sont capitalisés 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 liés aux biens pétroliers et gaziers sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement. Les coûts de mise hors service des installations de raffinage sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile 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 imputés sur les obligations cumulées.

4. RÉCENTES PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ

EnCana est tenue d'adopter, en date du 1^{er} janvier 2008, les recommandations du chapitre 3031, « Stocks », du *Manuel de l'ICCA*, lesquelles remplaceront les normes actuelles de comptabilisation des stocks. En vertu des nouvelles exigences, les stocks doivent être évalués selon la méthode du premier entré, premier sorti ou selon la méthode du coût moyen pondéré. Comme les conventions qu'applique EnCana en matière de comptabilisation des stocks sont déjà conformes aux nouvelles exigences, l'adoption de la nouvelle norme n'aura aucune incidence importante sur les états financiers consolidés.

5. 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 de 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 de 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 12 pour de plus amples renseignements sur ces effets.

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, soit les « activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux ».

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

6. 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 Canada atlantique, le Moyen-Orient 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 produits pétroliers et 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 « 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 7.

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

6. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

Résultats des activités poursuivies (trimestres terminés les 30 septembre)

	Activités en amont					
	Canada		États-Unis		Autres	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	1 760	\$ 1 745	\$ 1 020	811	\$ 103	\$ 66
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	27	27	52	52	-	-
Transport et vente	81	77	77	64	-	-
Exploitation	238	218	68	64	79	57
Achats de produits	-	-	-	-	-	-
Amortissement et épuisement	558	505	299	222	30	6
Bénéfice (perte) sectoriel	856	\$ 918	\$ 524	409	\$ (6)	\$ 3

	Total des activités en amont		Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux		Optimisation des marchés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
	Produits, déduction faite des redevances	2 883	\$ 2 622	\$ 2 191	248	\$ 629
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	79	79	-	-	-	-
Transport et vente	158	141	62	126	-	4
Exploitation	385	339	134	62	11	18
Achats de produits	-	-	1 584	-	608	677
Amortissement et épuisement	887	733	72	37	4	3
Bénéfice (perte) sectoriel	1 374	\$ 1 330	\$ 339	23	\$ 6	\$ 29

	Activités non sectorielles		Données consolidées	
	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances		(107)	\$ 428	\$ 5 596
Charges				4 029
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	79
Transport et vente	-	-	-	220
Exploitation	-	1	-	530
Achats de produits	-	-	-	2 192
Amortissement et épuisement	25	18	-	988
Bénéfice (perte) sectoriel	(132)	\$ 409	\$ 1 587	1 791
Administration			73	54
Intérêts, montant net			102	83
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations			17	13
Perte (gain) de change, montant net			74	-
(Gain) perte à la cession de participations			(29)	(304)
			237	(154)
Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices			1 350	1 945
Charge d'impôts sur les bénéfices			416	602
Bénéfice net des activités poursuivies			934	\$ 1 343

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

6. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

Résultats des activités poursuivies (trimestres terminés les 30 septembre)

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

	Gaz produit					
	Canada		États-Unis		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	1 327	\$ 1 302	934	\$ 735	2 261	\$ 2 037
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	20	18	49	47	69	65
Transport et vente	70	74	77	64	147	138
Exploitation	173	157	68	64	241	221
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 064	\$ 1 053	740	\$ 560	1 804	\$ 1 613

	Pétrole et LGN					
	Canada		États-Unis		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	433	\$ 443	86	\$ 76	519	\$ 519
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	7	9	3	5	10	14
Transport et vente	11	3	-	-	11	3
Exploitation	65	61	-	-	65	61
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	350	\$ 370	83	\$ 71	433	\$ 441

	Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux					
	Pétrole		Raffinage en aval		Autres	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	160	\$ 239	2 049	\$ -	(18)	\$ 9
Charges						
Transport et vente	62	126	-	-	-	-
Exploitation	35	56	98	-	1	6
Achats de produits	-	-	1 607	-	(23)	-
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	63	\$ 57	344	\$ -	4	\$ 3

	Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	
	Total	
	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	2 191	\$ 248
Charges		
Transport et vente	62	126
Exploitation	134	62
Achats de produits	1 584	-
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	411	\$ 60

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

6. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

Résultats des activités poursuivies (périodes de neuf mois terminées les 30 septembre)

	Activités en amont					
	Canada		États-Unis		Autres	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	5 352	\$ 5 252	2 964	\$ 2 356	281	\$ 209
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	86	96	142	173	-	-
Transport et vente	244	223	220	182	-	-
Exploitation	718	639	228	207	233	174
Achats de produits	-	-	-	-	-	-
Amortissement et épuisement	1 572	1 495	834	648	42	25
Bénéfice (perte) sectoriel	2 732	\$ 2 799	1 540	\$ 1 146	6	\$ 10

	Total des activités en amont		Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux		Optimisation des marchés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
	Produits, déduction faite des redevances	8 597	\$ 7 817	5 614	\$ 713	2 107
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	228	269	-	-	-	-
Transport et vente	464	405	258	373	10	17
Exploitation	1 179	1 020	447	157	28	49
Achats de produits	-	-	3 837	-	2 042	2 160
Amortissement et épuisement	2 448	2 168	207	114	11	8
Bénéfice (perte) sectoriel	4 278	\$ 3 955	865	\$ 69	16	\$ 38

	Activités non sectorielles		Données consolidées	
	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	(673)	\$ 1 921	15 645	\$ 12 723
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	228	269
Transport et vente	-	-	732	795
Exploitation	(8)	1	1 646	1 227
Achats de produits	-	-	5 879	2 160
Amortissement et épuisement	64	56	2 730	2 346
Bénéfice (perte) sectoriel	(729)	\$ 1 864	4 430	5 926
Administration			263	187
Intérêts, montant net			297	254
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations			46	37
(Gain) perte de change, montant net			69	(158)
(Gain) perte à la cession de participations			(87)	(321)
			588	(1)
Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices			3 842	5 927
Charge d'impôts sur les bénéfices			965	1 519
Bénéfice net des activités poursuivies			2 877	\$ 4 408

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

6. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

Résultats des activités poursuivies (périodes de neuf mois terminées les 30 septembre)

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

	Gaz produit					
	Canada		États-Unis		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	4 161	\$ 4 039	2 754	\$ 2 148	6 915	\$ 6 187
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	62	69	127	159	189	228
Transport et vente	213	212	220	182	433	394
Exploitation	530	463	228	207	758	670
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	3 356	\$ 3 295	2 179	\$ 1 600	5 535	\$ 4 895

	Pétrole et LGN					
	Canada		États-Unis		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	1 191	\$ 1 213	210	\$ 208	1 401	\$ 1 421
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	24	27	15	14	39	41
Transport et vente	31	11	-	-	31	11
Exploitation	188	176	-	-	188	176
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	948	\$ 999	195	\$ 194	1 143	\$ 1 193

	Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux					
	Pétrole		Raffinage en aval		Autres	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	552	\$ 693	5 109	\$ -	(47)	\$ 20
Charges						
Transport et vente	258	373	-	-	-	-
Exploitation	123	138	317	-	7	19
Achats de produits	-	-	3 898	-	(61)	-
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	171	\$ 182	894	\$ -	7	\$ 1

	Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	
	Total	
	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	5 614	\$ 713
Charges		
Transport et vente	258	373
Exploitation	447	157
Achats de produits	3 837	-
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 072	\$ 183

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

6. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

Dépenses en immobilisations (activités poursuivies)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Dépenses en immobilisations				
Canada	962 \$	777 \$	2 424 \$	2 684 \$
États-Unis	452	576	1 313	1 746
Autres	3	12	40	51
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	147	87	372	482
Optimisation des marchés	2	2	5	40
Activités non sectorielles	9	20	76	49
	1 575	1 474	4 230	5 052
Dépenses en immobilisations affectées aux acquisitions				
Canada	60	1	67	9
États-Unis	15	11	18	268
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	-	-	14	21
	75	12	99	298
Total	1 650 \$	1 486 \$	4 329 \$	5 350 \$

Immobilisations corporelles et total de l'actif

	Immobilisations corporelles		Total de l'actif	
	30 sept. 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2007	31 déc. 2006
Canada	17 943 \$	17 702 \$	19 120 \$	19 060 \$
États-Unis	8 960	8 494	9 387	9 036
Autres	144	263	168	300
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	4 566	1 322	9 481	1 379
Optimisation des marchés	174	154	597	468
Activités non sectorielles	369	278	4 709	4 863
Total	32 156 \$	28 213 \$	43 462 \$	35 106 \$

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 101 M\$ a été inscrit au titre d'immobilisation en cours dans le compte « Immobilisations corporelles et total de l'actif » 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.

7. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

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

Activités médianes

En 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\$ et la société a 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.)

7. 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 indemnisations. Une perte de 279 M\$, compte tenu de l'incidence des indemnisations, a été comptabilisée.

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 qui suit présente l'incidence des activités abandonnées sur l'état consolidé des résultats :

	Trimestres terminés les 30 septembre							
	Équateur		Royaume-Uni		Activités médianes		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	14 \$	- \$	14 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-	-
Transport et vente	-	-	-	-	-	-	-	-
Exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de produits	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement et épuisement	-	-	-	-	-	-	-	-
Intérêts, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-
(Gain) perte de change, montant net	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)
(Gain) perte à l'abandon des activités	-	-	-	-	-	2	-	2
	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Bénéfice net (perte) avant impôts sur les bénéfices	-	-	-	-	-	16	-	16
Charge d'impôts sur les bénéfices	-	-	-	(7)	-	8	-	1
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	- \$	- \$	- \$	7 \$	- \$	8 \$	- \$	15 \$

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

7. ACTIVITÉS ABANDONNÉES (suite)

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre							
	Équateur		Royaume-Uni		Activités médianes		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances*	- \$	200 \$	- \$	- \$	- \$	477 \$	- \$	677 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	-	23	-	-	-	-	-	23
Transport et vente	-	10	-	-	-	-	-	10
Exploitation	-	25	-	-	-	29	-	54
Achats de produits	-	-	-	-	-	354	-	354
Amortissement et épuisement	-	84	-	-	-	-	-	84
Intérêts, montant net	-	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Perte (gain) de change, montant net	-	1	-	-	-	5	-	6
Perte (gain) à l'abandon des activités	-	279	-	-	-	(766)	-	(487)
	-	420	-	-	-	(378)	-	42
Bénéfice net (perte) avant impôts sur les bénéfices	-	(220)	-	-	-	855	-	635
Charge d'impôts sur les bénéfices	-	59	-	(5)	-	-	-	54
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	- \$	(279) \$	- \$	5 \$	- \$	855 \$	- \$	581 \$

* 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.

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 avait détenu 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'acquéreur. L'acquéreur a exigé le paiement et EnCana a versé le montant maximal d'environ 265 M\$ au troisième trimestre de 2006, 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.

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

8. CESSIONS DE PARTICIPATIONS

Le produit total tiré de la vente d'actifs et de participations depuis le début de l'exercice s'est élevé à 505 M\$ (634 M\$ en 2006) et s'établit comme suit :

Canada et États-Unis

En 2007, la société a cédé des biens pétroliers et gaziers classiques arrivés à maturité pour un produit de 66 M\$ (23 M\$ en 2006).

Autres

En août 2007, la société a conclu la vente de ses actifs en Australie pour un produit de 31 M\$ qui a donné lieu à un gain à la vente de 30 M\$. Après prise en compte d'un montant de 5 M\$ au titre des impôts, EnCana a enregistré un gain après impôts de 25 M\$.

En mai 2007, la société a conclu la vente de certains de ses actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort pour un produit de 159 M\$.

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 208 M\$, ce qui a donné lieu à un gain de 59 M\$.

En août 2006, la société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans le gisement de pétrole lourd Chinook, découvert au large du Brésil, pour environ 367 M\$, ce qui a donné lieu à un gain à la vente de 304 M\$. Compte tenu d'un montant de 49 M\$ au titre des impôts, EnCana a enregistré un gain après impôts de 255 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 6 pour de plus amples renseignements sur les actifs relatifs à ce projet.

9. INTÉRÊTS, MONTANT NET

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts débiteurs, dette à long terme	113 \$	88 \$	331 \$	269 \$
Intérêts débiteurs, autres*	72	9	178	19
Intérêts créditeurs*	(83)	(14)	(212)	(34)
	102 \$	83 \$	297 \$	254 \$

* 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 12.

10. (GAIN) PERTE DE CHANGE, MONTANT NET

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
(Gain) perte de change latent à la conversion de :				
la dette libellée en dollars US et émise au Canada	(278) \$	4 \$	(608) \$	(155) \$
l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise				
libellé en dollars US et émis au Canada	252	-	595	-
Autres (gains) pertes de change	100	(4)	82	(3)
	74 \$	- \$	69 \$	(158) \$

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

11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

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

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Impôts exigibles				
Canada	142 \$	105 \$	485 \$	694 \$
États-Unis	172	51	484	87
Autres pays	-	45	5	48
Total des impôts exigibles	314	201	974	829
Impôts futurs	102	401	(9)	690
	416 \$	602 \$	965 \$	1 519 \$

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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices	1 350 \$	1 945 \$	3 842 \$	5 927 \$
Taux réglementaire au Canada	32,3 %	34,7 %	32,3 %	34,7 %
Impôts sur les bénéfices prévus	436	674	1 241	2 055
Incidence des éléments suivants sur les impôts :				
Paiements à la Couronne non déductibles au Canada	-	23	-	75
Déduction relative aux ressources au Canada	-	-	-	(18)
Écarts avec les taux réglementaires et autres écarts de taux	12	(63)	36	(80)
Incidence des modifications des taux d'imposition	-	-	(37)	(457)
Incidence des modifications législatives	-	-	(231)	-
Bénéfice non imposable tiré des activités en aval de la coentreprise	(21)	-	(40)	-
Pertes (gains) en capital non imposables	(32)	3	(44)	(30)
Autres	21	(35)	40	(26)
	416 \$	602 \$	965 \$	1 519 \$
Taux d'imposition effectif	30,8 %	31,0 %	25,1 %	25,6 %

12. 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 le paiement des intérêts sont effectués 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, déduction faite des paiements effectués à ce jour.

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 le paiement des intérêts sont effectués 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, déduction faite des paiements effectués à ce jour.

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

13. STOCKS

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Produits		
Canada	1 \$	42 \$
États-Unis	1	-
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	633	8
Optimisation des marchés	140	126
	775 \$	176 \$

14. DETTE À LONG TERME

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Dette libellée en dollars CA		
Crédit renouvelable et emprunts à terme	897 \$	1 456 \$
Billets non garantis	1 431	793
	2 328	2 249
Dette libellée en dollars US		
Crédit renouvelable et emprunts à terme	-	104
Billets non garantis	4 921	4 421
	4 921	4 525
Augmentation de la valeur de la dette prise en charge*	66	60
Intérêts sur la dette payés d'avance et coût du financement	(69)	-
Partie à court terme de la dette à long terme	(1 000)	(257)
	6 246 \$	6 577 \$

* 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 de premier rang 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.

Le 13 août 2007, EnCana a clôturé un appel public à l'épargne aux États-Unis portant sur des billets de premier rang non garantis pour un capital totalisant 500 M\$ US. Les billets sont assortis d'un coupon de 6,625 % et viennent à échéance le 15 août 2037.

15. 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.

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		
au début de l'exercice	1 051 \$	816 \$
Passifs engagés	61	68
Passifs réglés	(48)	(51)
Variation des flux de trésorerie futurs estimatifs	4	172
Charge de désactualisation	46	50
Autres	158	(4)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		
à la fin de la période	1 272 \$	1 051 \$

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

16. CAPITAL-ACTIONS

(en millions)	30 septembre 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	7,6	158	8,6	179
Rémunération à base d'actions	-	13	-	11
Actions ordinaires rachetées	(36,0)	(301)	(85,6)	(734)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	749,5	4 457 \$	777,9	4 587 \$

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Au 30 septembre 2007, la société avait acheté 38,9 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 2 025 M\$. De la contrepartie payée, 325 M\$ ont été imputés au capital-actions et 1 700 M\$, aux bénéfices non répartis. Du nombre d'actions ordinaires achetées en 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 17). 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.

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 30 septembre 2007. L'information qui traite des DAPVA est présentée à la note 17.

	Options sur actions (en millions)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$ CA)
Options en cours au début de l'exercice	11,8	23,17
Options exercées	(7,6)	23,75
Options éteintes	(0,1)	22,90
Options en cours à la fin de la période	4,1	22,12
Options exerçables à la fin de la période	4,1	22,12

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

16. 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 16,99	0,6	2,1	11,58	0,6	11,58
17,00 à 23,49	0,1	1,0	22,86	0,1	22,86
23,50 à 23,99	3,1	0,6	23,89	3,1	23,89
24,00 à 24,99	0,2	0,8	24,51	0,2	24,51
25,00 à 25,99	0,1	1,0	25,61	0,1	25,61
	4,1	0,8	22,12	4,1	22,12

Au 30 septembre 2007, le solde figurant dans le surplus d'apport avait trait aux régimes de rémunération à base d'actions.

17. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION

Les tableaux suivants présentent certaines informations à l'égard des régimes de rémunération d'EnCana au 30 septembre 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.

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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Coût des services rendus au cours de la période	3 \$	3 \$	11 \$	10 \$
Intérêts débiteurs	5	5	14	13
Rendement prévu des actifs des régimes	(5)	(4)	(14)	(12)
Perte actuarielle prévue sur l'obligation au titre des prestations constituées	1	1	3	4
Amortissement prévu du coût des services passés	-	-	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire	-	-	(1)	(1)
Charges au titre du régime à cotisations déterminées	9	9	25	20
Charge nette au titre des régimes de retraite	13 \$	14 \$	39 \$	35 \$

Pour la période terminée le 30 septembre 2007, des cotisations de 8 M\$ ont été versées aux régimes de retraite à prestations déterminées (9 M\$ en 2006).

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

Les principaux renseignements relatifs aux DPVA au 30 septembre 2007 sont présentés dans le tableau suivant :

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

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

17. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION (suite)

Au cours de la période terminée le 30 septembre 2007, EnCana n'a constaté aucune charge de rémunération au titre des DPVA en cours (diminution de la charge de rémunération de 1 M\$ en 2006).

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

Les principaux renseignements relatifs aux DAPVA au 30 septembre 2007 sont présentés dans le tableau suivant :

	DAPVA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)		
En cours au début de l'exercice	17 276 191	44,99
Attribués	4 592 238	56,19
DPVA exercés	(1 704 867)	40,93
Options exercées	(12 020)	35,15
Éteints	(1 060 528)	50,52
En cours à la fin de la période	19 091 014	50,28
Exerçables à la fin de la période	5 401 965	42,90

Pour la période terminée le 30 septembre 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 140 M\$ au titre des DAPVA en cours (28 M\$ en 2006).

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

En 2007, EnCana a mis en place, aux termes du régime d'options sur actions des salariés existants, un régime en vertu duquel les salariés peuvent recevoir des 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 30 septembre 2007 sont présentés dans le tableau suivant :

	DAPVAR en cours	Prix d'exercice moyen pondéré
Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)		
En cours au début de l'exercice	-	-
Attribués	7 275 575	56,09
Éteints	(327 350)	56,09
En cours à la fin de la période	6 948 225	56,09
Exerçables à la fin de la période	-	-

Pour la période terminée le 30 septembre 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 9 M\$ (néant en 2006) au titre des DAPVAR en cours.

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

17. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION (suite)

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

Le tableau suivant résume l'information relative aux DDVA au 30 septembre 2007 :

	DDVA en cours	Cours moyen de l'action
Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)		
En cours au début de l'exercice	866 577	29,56
Attribués aux administrateurs	77 932	56,85
Exercés	(334 615)	29,56
Parts tenant lieu de dividendes	7 616	61,20
En cours à la fin de la période	617 510	33,39
Exercables à la fin de la période	617 510	33,39

Pour la période terminée le 30 septembre 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 10 M\$ au titre des DDVA en cours (3 M\$ en 2006).

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

Le tableau suivant résume l'information relative aux DVAR au 30 septembre 2007 :

	DVAR en cours	Cours moyen de l'action
Droits libellés en dollars canadiens (en \$ CA)		
En cours au début de l'exercice	4 766 329	27,48
Attribués	18 060	60,90
Distribués	(2 937 491)	24,05
Éteints	(160 557)	33,93
En cours à la fin de la période	1 686 341	33,19

Pour la période terminée le 30 septembre 2007, EnCana a constaté une charge de rémunération de 18 M\$ au titre des DVAR en cours (14 M\$ en 2006).

Au 30 septembre 2007, EnCana détenait en fiducie environ 2,6 millions d'actions ordinaires pour émission à l'acquisition des DVAR (5,5 millions en 2006).

18. MONTANTS PAR ACTION

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

(en millions)	Trimestres terminés les				Périodes de neuf mois terminées les	
	31 mars	30 juin	30 septembre		30 septembre	
	2007	2007	2007	2006	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat de base	768,4	758,5	750,4	809,7	759,1	829,1
Incidence des titres dilutifs	11,2	6,7	5,5	14,6	8,4	16,5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat dilué	779,6	765,2	755,9	824,3	767,5	845,6

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

19. 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 (pertes) réalisés et latents sur les activités de gestion des risques

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

	Gain (perte) réalisé			
	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	496 \$	199 \$	1 193 \$	153 \$
Charges d'exploitation et autres charges	3	1	4	4
Gain (perte) sur gestion des risques, activités poursuivies	499	200	1 197	157
Gain (perte) sur gestion des risques, activités abandonnées	-	-	-	4
	499 \$	200 \$	1 197 \$	161 \$

	Gain (perte) latent			
	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	(107) \$	428 \$	(673) \$	1 921 \$
Charges d'exploitation et autres charges	-	-	7	(2)
Gain (perte) sur gestion des risques, activités poursuivies	(107)	428	(666)	1 919
Gain (perte) sur gestion des risques, activités abandonnées	-	5	-	27
	(107) \$	433 \$	(666) \$	1 946 \$

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^{er} janvier 2007 et le 30 septembre 2007 :

	Juste valeur de marché	Total des gains (pertes) latents
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 en 2007	520	520
Juste valeur des contrats en cours au moment de la transition échus en 2007	-	11
Gains de change sur des contrats libellés en dollars canadiens	2	-
Juste valeur des contrats réalisée en 2007	(1 197)	(1 197)
Juste valeur des contrats en cours	741 \$	(666) \$
Primes versées sur les options non échues	26	
Juste valeur des contrats et des primes versées à la fin de la période	767 \$	

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

19. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES (suite)

Juste valeur des positions de gestion des risques en cours (suite)

Au 30 septembre 2007, les montants constatés au titre de la gestion des risques dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

	30 septembre 2007
Gestion des risques	
Actif à court terme	820 \$
Actif à long terme	57
Passif à court terme	98
Passif à long terme	12
Actif net lié à la gestion des risques	767 \$

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

	30 septembre 2007
Risque lié au prix des marchandises	
Gaz naturel	846 \$
Pétrole brut	(103)
Électricité	22
Dérivés de crédit	(1)
Risque de taux d'intérêt	3
Total des positions à la juste valeur	767 \$

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.

Gaz naturel

Au 30 septembre 2007, les activités de gestion des risques liés au gaz de la société au moyen de contrats sur instruments financiers enregistraient un gain latent de 841 M\$ et la position à la juste valeur de marché s'élevait à 846 M\$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volume de référence (Mpi ³ /jour)	Échéance	Prix moyen	Juste valeur de marché
Contrats de vente				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe sur la NYMEX	1 608	2007	8,80 \$ US/kpi ³	262 \$
Prix fixe sur la NYMEX	765	2008	8,49 \$ US/kpi ³	177
Options				
Options de vente achetées à la NYMEX	240	2007	6,00 \$ US/kpi ³	(4)
Contrats sur base				
Canada	727	2007	(0,71) \$ US/kpi ³	21
États-Unis	879	2007	(0,71) \$ US/kpi ³	256
Canada	191	2008	(0,78) \$ US/kpi ³	15
États-Unis	849	2008	(1,03) \$ US/kpi ³	100
États-Unis	20	2009	(0,71) \$ US/kpi ³	5
Canada	41	2010-2011	(0,41) \$ US/kpi ³	6
				838
Autres positions sur instruments financiers*				
				3
Gain total latent sur les contrats sur instruments financiers				
				841
Primes versées sur les options non échues				
				5
Total de la juste valeur des positions				
				846 \$

* 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.)

19. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES (suite)

Pétrole brut

Au 30 septembre 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 124 M\$ pour une position à la juste valeur de marché de (103) M\$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volume de référence (barils par jour)	Échéance	Prix moyen	Juste valeur de marché
Contrats de vente				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe sur la NYMEX WTI	34 500	2007	64,40 \$ US/b	(50) \$
Prix fixe sur la NYMEX WTI	23 000	2008	70,13 \$ US/b	(51)
Options				
Options de vente achetées à la NYMEX WTI	91 500	2007	55,34 \$ US/b	(20)
				(121)
Autres positions sur instruments financiers*				
				(3)
Perte totale latente sur les contrats sur instruments financiers				
				(124)
Primes versées sur les options non échues				
				21
Total de la juste valeur des positions				
				(103) \$

* 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^{er} janvier 2007. Au 30 septembre 2007, le gain latent au titre de ces contrats s'élevait à 22 M\$.

20. 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.

Projet d'édifice à bureaux The Bow

Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation du 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. Les coûts des modifications des plans du bâtiment demandées par EnCana et des améliorations locatives seront pris en charge par la société. La réalisation du projet The Bow demeure conditionnelle à l'obtention de certaines approbations et au respect de certains critères. Si ces conditions ne sont pas réunies, l'opération pourrait être dénouée et EnCana serait tenue de rembourser la majorité des coûts engagés au promoteur immobilier non lié et de prendre à sa charge les engagements non réglés du projet.

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 de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie.

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

20. ÉVENTUALITÉS (suite)

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. WD a aussi convenu de verser 2,4 M\$ pour régler le recours collectif porté devant la cour de district des États-Unis. 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.

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.

21. RECLASSEMENT

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