



**EnCana Corporation**

**Trimestre terminé le  
31 mars 2007**

**Rapport de gestion**

## Rapport de gestion

*Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre terminé le 31 mars 2007 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent rapport de gestion.*

*Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux PCGR du Canada et sont libellés en dollars américains, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production et de vente sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 24 avril 2007.*

	<u>Page</u>
Activités d'EnCana	2
Comparaison des résultats des premiers trimestres de 2007 et 2006	2
Contexte commercial	3
Acquisitions et cessions	5
Résultats financiers consolidés	6
Activités en amont	10
Activités en aval	17
Optimisation des marchés	17
Activités non sectorielles	18
Dépenses en immobilisations	20
Activités abandonnées	21
Situation de trésorerie et sources de financement	21
Obligations contractuelles et éventualités	24
Conventions comptables et estimations	25
Gestion des risques	26
Perspectives	29
Mises en garde	30

*Certains termes employés dans le présent rapport sont définis dans l'information fournie sur le pétrole et le gaz naturel, les devises, les mesures hors PCGR ainsi que la définition d'EnCana contenue dans la rubrique « Mises en garde » qui figurent à la fin du présent rapport.*

## Activités d'EnCana

EnCana est une société de gaz naturel non classique et d'exploitation intégrée de sables bitumineux occupant une place de chef de file en Amérique du Nord.

Elle exploite trois secteurs d'activités poursuivies :

- le secteur Canada, États-Unis et autres, qui 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 (« LGN ») ainsi que des activités connexes. La société exerce la majorité de ses activités en amont au Canada et aux États-Unis. Les activités d'exploration en mer et internationales visent surtout les possibilités 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, qui visent à accroître la vente de la production des activités en amont d'EnCana. Dans le cadre de ces activités, le groupe de la commercialisation procède à l'achat et à la vente de produits à des tiers, afin d'assurer à EnCana 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.

## Comparaison des résultats des premiers trimestres de 2007 et de 2006

Au premier trimestre de 2007, EnCana :

- a enregistré des flux de trésorerie totaux de 1 752 M\$, en hausse de 4 % par rapport au premier trimestre de 2006. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont élevés à 1 752 M\$, soit une progression de 11 % par rapport à ceux du premier trimestre de 2006. Cette progression est attribuable aux prix plus élevés des LGN, aux volumes de gaz naturel plus importants et aux gains de couverture réalisés, facteurs qui ont été contrebalancés par la baisse des prix du gaz naturel et la diminution des volumes de LGN;
- a constaté un bénéfice net de 497 M\$, en baisse de 66 % par rapport au premier trimestre de 2006 en raison surtout de pertes latentes après impôts de 423 M\$, établies à la valeur de marché, comparativement à des gains de 830 M\$ en 2006;
- a enregistré un bénéfice d'exploitation de 858 M\$, soit une augmentation de 24 % comparativement à celui du premier trimestre de 2006. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration des résultats d'exploitation, notamment le bénéfice dégagé des activités de raffinage;
- a accru de 2 % sa production de gaz naturel, qui s'est établie à 3 400 millions de pieds cubes (Mpi<sup>3</sup>) de gaz par jour (Mpi<sup>3</sup>/j);
- a augmenté de 9 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel;
- a accru de 11 % la production de pétrole brut à Foster Creek et Christina Lake pour la faire passer à 46 538 barils par jour. Après prise en compte de la quote-part correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, la production d'EnCana tirée de ces deux biens a baissé de 45 % pour s'établir à 23 269 barils par jour;
- a enregistré une production de pétrole brut de 84 446 barils par jour au Canada, soit une baisse de 15 % par rapport au premier trimestre de 2006. La baisse est attribuable au versement de redevances sur la production de Pelican Lake en avril 2006 et à la diminution normale du rendement d'autres biens;

- a enregistré une baisse de 18 % de son prix du gaz naturel, qui est descendu à 6,32 \$ le millier de pieds cubes (kpi<sup>3</sup>) et a obtenu, compte tenu de l'incidence des couvertures, un prix moyen pour le gaz naturel de 7,24 \$ le kpi<sup>3</sup>, en hausse de 1 %;
- a enregistré des charges d'exploitation de 0,95 \$ par millier de pieds cubes d'équivalent (kpi<sup>3</sup>e), soit une hausse de 16 % par rapport au premier trimestre de 2006, en raison principalement de la hausse des taxes foncières et des loyers, du prix des produits chimiques, des dépenses liées aux réparations, à l'entretien et aux reconditionnements et des charges de rémunération à long terme;
- a conclu la cession de ses actifs au Tchad pour quelque 207 M\$, pour un produit de 59 M\$;
- a conclu la cession des actifs du projet d'édifice à bureaux The Bow pour environ 57 M\$ et a signé un bail de 25 ans;
- a racheté 23,3 millions de ses actions ordinaires au prix moyen de 46,90 \$ l'action, dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (« OPRA »), au coût total de 1 094 M\$;
- a fait passer son dividende trimestriel, qui était de 0,075 \$ par action au premier trimestre de 2006, à 0,20 \$ par action.

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 de l'entité en amont et de l'entité en aval. EnCana apporte à l'entité en amont des actifs, principalement les zones de sables bitumineux de Foster Creek et Christina alors que ConocoPhillips apporte à l'entité en aval ses raffineries de Wood River, en Illinois, et de Borger, au Texas.

## Contexte commercial

### GAZ NATUREL

Prix de référence du gaz naturel (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2006
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	7,46 \$	(20) %	9,27 \$	6,98 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	6,77	(25) %	8,98	7,22
Prix Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	5,54	(23) %	7,19	5,65
Écart de base (\$/Mbtu)				
AECO/NYMEX	0,40	(55) %	0,89	1,06
Rocheuses/NYMEX	1,23	(31) %	1,79	1,57

Les stocks de gaz naturel constitués aux États-Unis au début de 2007 avaient augmenté de 433 Gpi<sup>3</sup> par rapport au début de 2006. Cette hausse du niveau des stocks a contribué à la tendance à la baisse des prix du gaz à la NYMEX, qui se sont établis en moyenne à 6,77 \$/Mbtu au premier trimestre de 2007, soit 25 % de moins qu'au trimestre correspondant de 2006.

Pour le premier trimestre de 2007, la baisse du prix AECO moyen du gaz par rapport au premier trimestre de 2006 est attribuable à la baisse du prix du gaz à la NYMEX, en partie annulée par le resserrement de l'écart de base AECO/NYMEX. Pour le premier trimestre de 2007, la baisse du prix moyen Rocheuses (Opal) par rapport au premier trimestre de 2006 s'explique par la baisse du prix NYMEX du gaz, compensée en partie par une réduction de l'écart de base Rocheuses/NYMEX. La croissance de la demande dans les Rocheuses durant l'hiver (de novembre à mars) a fait diminuer la pression qu'avait exercé l'accroissement de la production sur le réseau pipelinier déjà très sollicité. Cela a permis un raffermissement, pour le premier trimestre de 2007, de l'écart de base Rocheuses/NYMEX par rapport au premier trimestre de 2006. Cependant, la croissance poursuivie de l'offre dans les Rocheuses devrait favoriser une réduction de l'écart de base Rocheuses/NYMEX d'ici l'entrée en service de la nouvelle infrastructure pipelinère d'exportation. EnCana a pris des mesures afin de réduire les risques liés au prix Rocheuses prévu auxquels elle pourrait être exposée advenant une détérioration future de l'écart de base Rocheuses/NYMEX, notamment en concluant des accords de transport et en recourant à des opérations de couverture des prix, dont il est plus amplement fait état dans la note 18 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

## PÉTROLE BRUT

Prix de référence du pétrole brut (moyenne pour la période \$/b)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2006
WTI	58,23 \$	(8) %	63,48 \$	66,25 \$
WCS	41,77	20 %	34,72	44,69
Écart WTI/WCS	16,46	(43)	28,76	21,56
Marge de craquage 3-2-1 côte américaine du golfe du Mexique <sup>1)</sup>	10,06	21 %	8,28	10,83

<sup>1)</sup> La marge de craquage 3-2-1 est la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence et un baril de diesel.

Les stocks importants d'essence aux États-Unis et le climat plus clément que la normale en Europe ont exercé une pression sur le prix du brut au premier trimestre de 2007, le prix du pétrole West Texas Intermediate (« WTI ») se négociant à des cours inférieurs de 8 % à ceux de 2006. Toutefois, à la fin du premier trimestre de 2007, les prix du pétrole WTI s'étaient rétablis au-dessus de 65 \$ le baril du fait de la réduction de la production par l'OPEP, des tensions liées à l'Iran, de l'agitation politique poursuivie au Nigeria, de l'instabilité persistante en Irak et des ponctions importantes dans les stocks d'essence aux États-Unis. En date du 31 mars 2007, les stocks d'essence aux États-Unis étaient inférieurs à la moyenne des cinq dernières années et suscitaient des craintes en prévision de l'été, saison pendant laquelle la demande est la plus forte du fait de la recrudescence de l'utilisation de l'automobile.

Pour le premier trimestre de 2007, les écarts entre les prix du pétrole lourd au Canada sont nettement plus réduits qu'au premier trimestre de 2006, en raison de la forte capacité de raffinage du Midwest américain, de la réduction de la production de brut sulfureux par les pays membres de l'OPEP, des interruptions de production de pétrole lourd dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») et de la capacité pipelinière additionnelle qui étend le réseau au-delà du marché classique du Midwest. Au premier trimestre de 2006, les écarts entre les prix du pétrole lourd au Canada étaient aussi plus importants, en raison des niveaux élevés des stocks découlant de l'espace réparti par les anciens réseaux pipeliniers du BSOC. Le prix moyen de vente du pétrole Western Canadian Select (« WCS ») s'est établi à 72 % du prix du pétrole WTI au premier trimestre de 2007, contre 55 % du prix du pétrole WTI au même trimestre de 2006.

Au premier trimestre de 2007, la marge de craquage 3-2-1 des raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique s'est raffermie par rapport au premier trimestre de 2006, en raison principalement de la vigueur du prix de l'essence et de l'affaiblissement du prix du pétrole brut. Le prix du produit a été propulsé par la forte demande et par le faible niveau des stocks, ce qui a entraîné une diminution du nombre de jours de couverture à terme. L'augmentation de la marge de craquage 3-2-1 des raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique au premier trimestre de 2007 s'explique aussi par le grand nombre d'interruptions des activités de raffinage dans certaines régions pendant une bonne partie du trimestre.

## TAUX DE CHANGE ENTRE LE DOLLAR CANADIEN ET LE DOLLAR AMÉRICAIN

L'incidence des fluctuations du taux de change sur les résultats d'EnCana doit être prise en compte lors de l'analyse des états financiers consolidés intermédiaires. Le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a diminué de 1,4 %, ou 0,012 \$, passant d'une moyenne de 0,866 \$ US pour le premier trimestre de 2006 à une moyenne de 0,854 \$ US pour le premier trimestre de 2007.

En raison de la variation du taux de change, EnCana a enregistré une baisse de 1,20 \$ par tranche de cent dollars canadiens de ses dépenses en immobilisations, de ses charges d'exploitation et de ses frais d'administration au cours du premier trimestre de 2007, par rapport au premier trimestre de 2006. La variation du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain a toutefois eu peu d'incidence sur les produits de la société, car les prix qu'EnCana obtient pour les marchandises qu'elle vend sont libellés en grande partie en dollars américains et ceux libellés en dollars canadiens sont étroitement liés au taux de change avec le dollar américain.

### Taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain

	Trimestres terminés les 31 mars 2007	Exercice terminé 2006
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,854 \$	0,882 \$
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA pour l'exercice précédent	0,866 \$	0,825 \$
Augmentation (diminution) des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration attribuables uniquement aux variations du taux de change, par tranche de cent dollars canadiens dépensés	(1,20) \$	5,70 \$

### Acquisitions et cessions

Fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources en Amérique du Nord, EnCana a procédé aux cessions importantes suivantes au cours du premier trimestre de 2007 :

- la cession, le 12 janvier, de ses activités au Tchad pour la somme d'environ 207 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente de 59 M\$;
- la cession du projet d'édifice à bureaux The Bow pour la somme d'environ 57 M\$, ce qui a dans une large mesure correspondu à l'investissement cumulatif de la société à la date de la cession.

Le produit tiré de ces cessions a été affecté principalement au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'EnCana.

## Résultats financiers consolidés

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2006
<b>Total des données consolidées</b>				
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	1 752 \$	4 %	1 691 \$	7 161 \$
- par action, dilués	2,25	15 %	1,96	8,56
Résultat net	497	(66)	1 474	5 652
- par action, de base	0,65	(63)	1,74	6,89
- par action, dilué	0,64	(62)	1,70	6,76
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup>	858	24 %	694	3 271
- par action, dilué	1,10	38 %	0,80	3,91
<b>Activités poursuivies</b>				
Flux de trésorerie des activités poursuivies <sup>1)</sup>	1 752	11 %	1 579	7 043
Résultat net des activités poursuivies	497	(66)	1 472	5 051
- par action, de base	0,65	(63)	1,74	6,16
- par action, dilué	0,64	(62)	1,70	6,04
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2)</sup>	858	30 %	660	3 237
Produits, déduction faite des redevances	4 436	(7) %	4 772	16 399

<sup>1)</sup> Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

<sup>2)</sup> Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

## Résultats financiers consolidés (suite)

### Sommaire trimestriel

	2007	2006			2005			
<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	<b>1 752</b>	1 761	1 894	1 815	1 691	2 510	1 931	1 572
- par action, dilués	<b>2,25</b>	2,18	2,30	2,15	1,96	2,88	2,20	1,76
Résultat net	<b>497</b>	663	1 358	2 157	1 474	2 366	266	839
- par action, de base	<b>0,65</b>	0,84	1,68	2,60	1,74	2,77	0,31	0,96
- par action, dilué	<b>0,64</b>	0,82	1,65	2,55	1,70	2,71	0,30	0,94
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup>	<b>858</b>	675	1 078	824	694	1 271	704	655
- par action, dilué	<b>1,10</b>	0,84	1,31	0,98	0,80	1,46	0,80	0,73
<b>Activités poursuivies</b>								
Flux de trésorerie des activités poursuivies <sup>1)</sup>	<b>1 752</b>	1 742	1 883	1 839	1 579	2 390	1 823	1 502
Résultat net des activités poursuivies	<b>497</b>	643	1 343	1 593	1 472	1 869	348	774
- par action, de base	<b>0,65</b>	0,81	1,66	1,92	1,74	2,19	0,41	0,89
- par action, dilué	<b>0,64</b>	0,80	1,63	1,88	1,70	2,14	0,40	0,87
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2)</sup>	<b>858</b>	672	1 064	841	660	1 229	733	611
Produits, déduction faite des redevances	<b>4 436</b>	3 676	4 029	3 922	4 772	5 933	3 061	3 461

<sup>1)</sup> Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

<sup>2)</sup> Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

### FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR définie comme les flux de trésorerie, exclusion faite des variations nettes des autres actifs et des autres passifs, de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités poursuivies et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités abandonnées, qui sont traités dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. EnCana s'en sert pour aider les dirigeants et les investisseurs à évaluer la capacité de la société de financer ses programmes de dépenses en immobilisations et de remplir ses obligations financières.

Les flux de trésorerie d'EnCana pour le premier trimestre de 2007 ont totalisé 1 752 M\$ (1 691 M\$ au premier trimestre de 2006). Au cours du premier trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont augmenté de 11 %, par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2006, qui étaient de 1 579 M\$, pour s'établir à 1 752 M\$.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a résulté des faits suivants :

- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 19 % pour s'établir à 40,25 \$ le baril pour le premier trimestre de 2007, contre 33,87 \$ le baril pour la même période de 2006;
- le volume de production de gaz naturel en Amérique du Nord pour le premier trimestre de 2007 s'est accru de 2 % pour se chiffrer à 3 400 Mpi3/j, contre 3 343 Mpi3/j au trimestre correspondant de 2006;



- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) se sont établis à 208 M\$ (gaz naturel : gain de 187 M\$; pétrole brut et autres produits : gain de 21 M\$) pour le premier trimestre de 2007, comparativement à des pertes après impôts de 136 M\$ (gaz naturel : perte de 105 M\$; pétrole brut et autres produits : perte de 31 M\$) pour le même trimestre de 2006;
- les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des raffineries aux États-Unis ont été de 109 M\$ au premier trimestre de 2007.

L'augmentation des flux de trésorerie des activités poursuivies a été en partie réduite par ce qui suit :

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 18 % pour se chiffrer à 6,32 \$ le kpi3 au premier trimestre de 2007, contre 7,68 \$ le kpi3 au premier trimestre de 2006;
- au premier trimestre de 2007, les volumes de production de LGN en Amérique du Nord ont baissé de 21 % pour s'établir à 130 590 b/j, contre 165 973 b/j au trimestre correspondant de 2006. La production de pétrole brut à Foster Creek et Christina Lake s'est accrue de 11 % pour totaliser 46 538 b/j. Après prise en compte de la quote-part correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, EnCana a enregistré une diminution de 45 % de la production de ces deux biens, qui s'est établie à 23 269 b/j. La production de pétrole brut au Canada a en outre diminué par suite du versement de redevances sur la production de Pelican Lake en avril 2006 et de la baisse normale du rendement des biens classiques.

### **BÉNÉFICE NET**

Le bénéfice net global d'EnCana s'est chiffré à 497 M\$ pour le premier trimestre de 2007 comparativement à 1 474 M\$ pour le premier trimestre de 2006. Le bénéfice net de la période tient compte de pertes latentes à la valeur du marché de 423 M\$ (bénéfice de 830 M\$ après impôts pour la même période de 2006).

Pour le premier trimestre de 2007, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana s'est élevé à 497 M\$, en baisse de 975 M\$ par rapport au premier trimestre de 2006. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net du premier trimestre de 2007 ont été les suivants :

- des pertes latentes de 423 M\$ après impôts (perte de 382 M\$ au titre du gaz naturel; perte de 41 M\$ au titre du pétrole brut et d'autres produits) établies à la valeur de marché, contre des gains de 815 M\$ après impôts (gains de 825 M\$ au titre du gaz naturel; perte de 10 M\$ au titre du pétrole brut et d'autres produits) pour le premier trimestre de 2006;
- un gain de quelque 59 M\$ à la cession des activités d'EnCana au Tchad.

### **BÉNÉFICE D'EXPLOITATION**

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui ajustent le bénéfice net et le bénéfice net des activités poursuivies par des éléments hors trésorerie. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers de la société entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ci-après a pour but de fournir aux investisseurs des informations qui soient comparables entre les périodes.

## Sommaire du bénéfice d'exploitation total

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	terminé 2006
Bénéfice net, montant déjà établi	497	\$ (66) %	1 474	\$ 5 652
Ajouter les (pertes) et déduire les gains :				
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	(423)		830	1 370
- gain (perte) de change latent (après impôts) <sup>1)</sup>	3		(3)	-
- gain (perte) à la cession d'activités abandonnées (après impôts)	59		(47)	554
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-		-	457
Bénéfice d'exploitation <sup>2)3)</sup>	858	\$ 24 %	694	\$ 3 271

(en \$ par action ordinaire, après dilution)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	terminé 2006
Bénéfice net, montant déjà établi	0,64	\$ (62) %	1,70	\$ 6,76
Ajouter les (pertes) et déduire les gains :				
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	(0,54)		0,96	1,64
- gain (perte) de change latent (après impôts) <sup>1)</sup>	-		-	-
- gain (perte) à la cession d'activités abandonnées (après impôts)	0,08		(0,06)	0,66
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-		-	0,55
Bénéfice d'exploitation <sup>2)3)</sup>	1,10	\$ 38 %	0,80	\$ 3,91

<sup>1)</sup> Gain (perte) de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôts. La majeure partie des gains ou des pertes latents sur la dette canadienne libellée en dollars américains découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.

<sup>2)</sup> Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des incidences après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

<sup>3)</sup> Les gains ou les pertes latents n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

## Sommaire du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2006
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	497	(66) %	1 472	5 051
Ajouter les (pertes) et déduire les gains :				
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	(423)		815	1 357
- gain (perte) de change latent (après impôts) <sup>1)</sup>	3		(3)	-
- gain (perte) à la cession d'activités abandonnées (après impôts)	59		-	-
- Économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-		-	457
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2) 3)</sup>	858	30 %	660	3 237

<sup>1)</sup> Gain (perte) de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôts. La majeure partie des gains ou des pertes latents sur la dette canadienne libellée en dollars américains découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.

<sup>2)</sup> Le bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu des incidences après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

<sup>3)</sup> Les gains ou les pertes latents n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### ACTIVITÉS EN AMONT

#### Volume trimestriel de production

	2007	2006				2005		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Gaz produit ( <i>Mpi<sup>3</sup> par jour</i> )	3 400	3 406	3 359	3 361	3 343	3 326	3 222	3 212
Pétrole brut ( <i>barils par jour</i> )	107 715	130 563	132 814	127 459	141 552	138 241	126 425	128 827
LGN ( <i>barils par jour</i> )	22 875	24 106	23 907	24 400	24 421	25 111	26 055	24 814
Activités poursuivies ( <i>Mpi<sup>3</sup>e/j</i> ) <sup>1)</sup>	4 184	4 334	4 299	4 272	4 339	4 306	4 137	4 134
Activités abandonnées								
Équateur ( <i>barils par jour</i> )	-	-	-	-	48 650	70 480	71 896	73 662
Activités abandonnées ( <i>Mpi<sup>3</sup>e/j</i> ) <sup>1)</sup>	-	-	-	-	292	423	432	442
Total ( <i>Mpi<sup>3</sup>e/j</i> ) <sup>1)</sup>	4 184	4 334	4 299	4 272	4 631	4 729	4 569	4 576

<sup>1)</sup> Liquides de gaz naturel convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 1 baril = 6 milliers de pieds cubes.

Au premier trimestre de 2007, les volumes de production résultant des activités poursuivies ont baissé de 4 % ou 155 Mpi<sup>3</sup>e/j par rapport au trimestre correspondant de 2006 pour les raisons suivantes :

- La production de pétrole brut a diminué de 35 % dans les principales zones de ressources d'EnCana. La production de pétrole brut à Foster Creek et Christina Lake s'est accrue de 11 % pour totaliser 46 538 b/j. Après prise en compte de la quote-part correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, la production tirée de ces deux biens par EnCana a diminué de 45 % pour s'établir à 23 269 b/j. La production de pétrole brut au Canada a en outre diminué par suite du versement de redevances sur la production de Pelican Lake en avril 2006 et de la baisse normale du rendement d'autres biens.
- Cette baisse des volumes de production a été atténuée par l'accroissement de 9 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana.

### Principales zones de ressources

Trimestres terminés les 31 mars

	Production quotidienne			Activités de forage	
	Variation de 2007 et de			Nombre de puits nets forés	
	2007	2006	2006	2007	2006
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Jonah	504	9 %	461	39	26
Piceance	334	6 %	316	65	63
East Texas	103	4 %	99	7	19
Fort Worth	106	14 %	93	14	29
Greater Sierra	186	(11) %	208	23	60
Cutbank Ridge	210	50 %	140	27	26
Bighorn	104	44 %	72	28	20
CBM Integrated	251	42 %	177	408	381
Shallow Gas <sup>1)</sup>	735	(3) %	756	416	229
	<b>2 533</b>	<b>9</b>	<b>2 322</b>	<b>1 027</b>	<b>853</b>
<b>Pétrole (kb/j)</b>					
Foster Creek	41	14 %	36	15	6
Christina Lake	6	-	6	-	2
Quote-part de 50 % du coentrepreneur	(23)	-	-	(7)	-
Pelican Lake	23	(45) %	42	8	8
Foster Creek	23	(21) %	29	-	-
	<b>46</b>	<b>(35) %</b>	<b>71</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
<b>Total (Mpi<sup>3</sup>e/j)</b>	<b>2 811</b>	<b>2 %</b>	<b>2 750</b>	<b>1 035</b>	<b>861</b>

<sup>1)</sup> Suivant l'approbation des autorités réglementaires, les volumes produits dans la zone de ressources de Shallow Gas et le nombre de puits nets qui y ont été forés ont été retraités pour tenir compte des volumes mélangés provenant de plusieurs zones de ressources au sein de la même région géographique.

## Gaz produit

### Résultats financiers des activités poursuivies

Trimestres terminés les 31 mars

(en millions de dollars)

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

### Produits tirés du gaz produit

Comparativement au premier trimestre de 2006, les produits, déduction faite des redevances, tirés du gaz produit, ont augmenté, au premier trimestre de 2007, pour les raisons suivantes :

- La hausse de 2 % des volumes de production du gaz naturel, qui a été contrebalancée par une baisse de 18 % des prix du gaz nord-américain, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.
- Les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises de 282 M\$ au premier trimestre de 2007, comparativement à des pertes de 159 M\$ à la période correspondante de 2006.

### Variation des produits tirés des activités poursuivies liées à la production de gaz de 2007 en regard de 2006

Trimestres terminés les 31 mars

(en millions de dollars)	2006 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2007 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Gaz produit				
Canada	1 441 \$	(50) \$	(3) \$	1 388 \$
États-Unis	718	72	41	831
Total, gaz produit	2 159 \$	22 \$	38 \$	2 219 \$

<sup>1)</sup> Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement au premier trimestre de 2006, l'augmentation du volume de production de gaz naturel représente environ deux tiers de l'augmentation de 3 % des produits, déduction faite des redevances, enregistrés au premier trimestre de 2007. Le reste de l'augmentation des produits s'explique par les gains réalisés au premier trimestre de 2007 sur les opérations de couverture du prix des marchandises pour le gaz naturel, comparativement à des pertes au premier trimestre de 2006.

Le volume de gaz produit au Canada est demeuré relativement inchangé au premier trimestre de 2007. La réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources situées dans les régions de Coalbed Methane Integrated (« CBM »), dans le centre et le sud de l'Alberta, de Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie-Britannique et de Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta, a été neutralisée par la baisse de rendement normale des principales zones de ressources de Greater Sierra et de Shallow Gas et des biens classiques ainsi que par des retards dus aux conditions climatiques pour la zone de Shallow Gas.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 5 % au premier trimestre de 2007, par suite des forages fructueux à Jonah, Piceance, Fort Worth et East Texas.

## Résultats unitaires – gaz produit

Trimestres terminés les 31 mars

(en \$/kpi <sup>3</sup> )	Canada			États-Unis		
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006
Prix <sup>1)</sup>	<b>6,36</b> \$	<b>(17)</b> %	7,66 \$	<b>6,24</b> \$	<b>(19)</b> %	7,70 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	<b>0,10</b>	<b>(44)</b> %	0,18	<b>0,53</b>	<b>(38)</b> %	0,85
Transport et vente	<b>0,36</b>	<b>6</b> %	0,34	<b>0,61</b>	<b>24</b> %	0,49
Exploitation	<b>0,91</b>	<b>15</b> %	0,79	<b>0,67</b>	<b>5</b> %	0,64
Prix net	<b>4,99</b> \$	<b>(21)</b> %	6,35 \$	<b>4,43</b> \$	<b>(23)</b> %	5,72 \$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>2 178</b>	-	2 182	<b>1 222</b>	<b>5</b> %	1 161

<sup>1)</sup> Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Pour le premier trimestre de 2007, le prix de vente du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, s'est élevé à 6,32 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit une baisse de 18 % par rapport à celui du trimestre correspondant de 2006. Cette baisse correspond au recul de 20 % du prix AECO. Pour le premier trimestre de 2007, les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont chiffrés à environ 282 M\$, ou 0,92 \$ le kpi<sup>3</sup>, comparativement à des pertes d'environ 159 M\$, ou 0,53 \$ le kpi<sup>3</sup> pour le premier trimestre de 2006.

Pour le premier trimestre de 2007, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel, qui sont habituellement exprimées en pourcentage des produits, ont diminué au Canada comparativement à celles enregistrées pour le premier trimestre de 2006, par suite surtout de la baisse du prix du gaz naturel. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel aux États-Unis ont diminué de 0,32 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit de 38 % au premier trimestre de 2007, comparativement au trimestre correspondant de 2006, en raison surtout de la baisse du prix du gaz naturel et de la diminution de la taxe à la production et de la taxe de séparation sur les biens au Colorado.

Pour le premier trimestre de 2007, les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 0,12 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit de 24 %, par rapport au premier trimestre de 2006, par suite principalement de la hausse des engagements de transport inutilisés de la société à Piceance.

Pour le premier trimestre de 2007, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien se sont accrues de 15 %, ou 0,12 \$ le kpi<sup>3</sup>, par rapport à celles du premier trimestre de 2006, à la suite de l'augmentation des taxes foncières et des loyers, du prix des produits chimiques, des salaires et charges sociales et des frais de réparation et d'entretien. Pour le premier trimestre de 2007, les charges d'exploitation du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 5 %, soit de 0,03 \$ le kpi<sup>3</sup>, par rapport à celles du premier trimestre de 2006, par suite principalement de l'augmentation des frais de réparation et d'entretien et des travaux de reconditionnement, principalement dans les zones de Piceance et d'East Texas. Par rapport au premier trimestre de 2006, les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis pour le premier trimestre de 2007 se sont accrues en raison de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana.

## Pétrole brut et LGN

### Résultats financiers des activités poursuivies

Trimestres terminés les 31 mars  
(en millions de dollars)

	2007			
	Canada	États-Unis	Foster Creek/Christina Lake	Total
Produits, déduction faite des redevances	375 \$	54 \$	220 \$	649 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	8	6	-	14
Transport et vente	10	-	124	134
Exploitation	60	-	49	109
Flux de trésorerie des activités d'exploitation	297 \$	48 \$	47 \$	392 \$

  

	2006			
	Canada	États-Unis	Foster Creek/Christina Lake	Total
Produits, déduction faite des redevances	308 \$	61 \$	183 \$	552 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	9	5	-	14
Transport et vente	1	-	117	118
Exploitation	60	-	38	98
Flux de trésorerie des activités d'exploitation	238 \$	56 \$	28 \$	322 \$

### Produits – Pétrole brut et LGN

Au premier trimestre de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté par rapport au premier trimestre de 2006 pour les raisons suivantes :

- Hausse de 19 % du prix des LGN en Amérique du Nord, annulée par une baisse de 21 % du volume de production des LGN en Amérique du Nord.
- Gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises totalisant 29 M\$ pour le premier trimestre de 2007, contre des pertes de 45 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006.

### Variation des produits tirés des activités poursuivies liées au pétrole brut et aux LGN de 2007 en regard de 2006

Trimestres terminés les 31 mars

(en millions de dollars)	2006 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2007 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Pétrole brut et LGN				
Canada	308 \$	32 \$	(65) \$	375 \$
États-Unis	61	(7)	-	54
Foster Lake/Christina Lake	183	215	(178)	220
Total, pétrole brut et LGN	552 \$	340 \$	(243) \$	649 \$

<sup>1)</sup> Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Au premier trimestre de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté d'environ 18 % par rapport au premier trimestre de 2006 principalement en raison de la hausse du prix de vente des LGN et des gains de couverture du prix des marchandises réalisés sur les LGN, qui a été contrebalancés par une baisse du volume de LGN produit.

La production totale de pétrole brut à Foster Creek et Christina Lake s'est accrue de 11 % pour s'établir à 46 538 b/j. Après prise en compte de la quote-part correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, la production enregistrée par EnCana pour ces deux biens a baissé de 45 %, se chiffrant à 23 269 b/j. Par ailleurs, le rendement des autres biens a diminué et le bien Pelican Lake d'EnCana a atteint la rentabilité en avril 2006, d'où la hausse des redevances versées au gouvernement de l'Alberta et la baisse du volume de pétrole brut correspondant à la participation d'EnCana dans le produit net, d'environ 6 000 b/j au moment de l'atteinte de la rentabilité.

### Résultats unitaires – Pétrole brut

Trimestres terminés les 31 mars

(en \$ par baril)	Canada <sup>1)</sup>			Foster Creek/Christina Lake		
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006
Prix <sup>2)</sup>	<b>41,42</b> \$	<b>17</b> %	35,39 \$	<b>33,28</b> \$	<b>44</b> %	23,08 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	<b>1,06</b>	<b>15</b> %	0,92	-	-	-
Transport et vente	<b>1,27</b>	<b>27</b> %	1,00	<b>3,07</b>	<b>71</b> %	1,80
Exploitation	<b>8,06</b>	<b>21</b> %	6,67	<b>17,12</b>	<b>65</b> %	10,39
Prix net	<b>31,03</b> \$	<b>16</b> %	26,80 \$	<b>13,09</b> \$	<b>20</b> %	10,89 \$
Volume de production de pétrole brut (barils par jour)	<b>84 446</b>	<b>(15)</b> %	99 502	<b>23 269</b>	<b>(45)</b> %	42 050

<sup>1)</sup> Ne tient pas compte de Foster Lake/Christina Lake.

<sup>2)</sup> Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Pour le premier trimestre de 2007, le prix du pétrole brut produit au Canada par EnCana, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a été de 41,42 b/j, en hausse de 17 % par rapport à celui du trimestre correspondant de 2006. Cette hausse reflète l'augmentation de 20 % du prix du pétrole brut de référence WCS par rapport à celui du premier trimestre de l'exercice précédent. Au cours du premier trimestre de 2007, les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du pétrole brut se sont élevés à environ 29 M\$, soit 2,34 \$ par baril, contre des pertes d'environ 45 M\$, soit 3,12 \$ par baril, pour le trimestre correspondant de 2006.

La production de pétrole lourd du premier trimestre de 2007 a diminué, représentant environ 61 % de la production totale de pétrole en 2007, contre environ 68 % au trimestre correspondant de 2006. Cette diminution est avant tout attribuable à la réduction de la quote-part de la production d'EnCana dans Foster Creek et Christina Lake correspondant à sa participation de 50 % dans la coentreprise, au versement de redevances depuis que le bien Pelican Lake a atteint la rentabilité en avril 2006 et à la diminution du rendement d'autres gisements.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut au Canada ont augmenté de 15 %, ou 0,14 \$ le baril, au cours du premier trimestre de 2007 en regard de celles du trimestre correspondant de 2006, en raison principalement de la hausse généralisée des prix.



Pour le premier trimestre de 2007, les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake ont augmenté de 71 % ou 1,27 \$ par baril, par rapport à celles du premier trimestre de 2006, du fait qu'environ 60 % du pétrole brut ont été livrés sur la côte américaine du golfe du Mexique, contre environ 10 % au premier trimestre de 2006. Pour le premier trimestre de 2007, les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut au Canada ont augmenté de 27 % ou 0,27 \$ par baril, par rapport à la même période de 2006, en raison principalement de la hausse des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn et de l'effet de la diminution de la participation aux produits nets à Pelican Lake.

Au cours du premier trimestre de 2007, les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et Christina Lake ont augmenté de 65 %, ou 6,73 \$ le baril, par rapport à celles du premier trimestre de 2006. Cette augmentation reflète la hausse du coût du carburant acheté à Foster Creek pour le drainage par gravité au moyen de vapeur sur les nouveaux puits doubles avant de démarrer la production, des frais de réparation et d'entretien et des frais de reconditionnement, combinée à des charges d'exploitation inférieures aux seuils au cours de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2007, les charges d'exploitation unitaire imputées au pétrole brut au Canada se sont accrues de 21 % ou 1,39 \$ par baril, par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cet accroissement s'explique par l'augmentation des frais de reconditionnement, des salaires et charges sociales, du prix des produits chimiques, des taxes foncières et des loyers, ainsi que de la diminution de la participation aux produits nets à Pelican Lake par suite du versement de redevances à compter de l'atteinte de la rentabilité en avril 2006. Au premier trimestre de 2007, les charges d'exploitation se sont aussi ressenties de la hausse de la charge de rémunération à long terme par rapport à celle du trimestre correspondant de 2006, en raison de la hausse du cours de l'action d'EnCana.

### Résultats unitaires – LGN

Trimestres terminés les 31 mars

(en \$ par baril)	Canada			États-Unis		
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006
Prix <sup>1)</sup>	43,26 \$	(11) %	48,84 \$	47,77 \$	(12) %	54,07 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	- %	-	4,56	(12)	5,18
Transport et vente	0,54	(11) %	0,61	0,01	- %	0,01
Prix net	42,72 \$	(11) %	48,23 \$	43,20 \$	(12) %	48,88 \$
Volume de production de LGN ( <i>barils par jour</i> )	10 700	(11) %	12 006	12 175	(2) %	12 415

<sup>1)</sup> Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Pour le premier trimestre de 2007, la baisse du prix obtenu pour les LGN, par rapport à celui du premier trimestre de 2006, a suivi de façon générale la baisse du prix du pétrole WTI.

Pour le premier trimestre de 2007, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN aux États-Unis ont diminué de 12 %, soit de 0,62 \$ par baril, par rapport à celles du trimestre correspondant de 2006, par suite principalement de la baisse enregistrée de la taxe à la production et de la taxe de séparation visant les biens au Colorado.

### Amortissement et épuisement – activités en amont

La charge d'amortissement et d'épuisement du premier trimestre de 2007 a augmenté de 49 M\$, soit de 7 %, par rapport à celle du trimestre correspondant de 2006. Les taux unitaires d'amortissement ont été plus élevés au premier trimestre de 2007 comparativement à ceux de la même période de 2006 en raison principalement de l'augmentation des frais de mise en valeur futurs.

## ACTIVITÉS EN AVAL

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Produits	1 343 \$	- \$
Charges		
Exploitation	100	-
Achats de produits	1 134	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	109 \$	- \$

Les activités en aval ont démarré le 2 janvier 2007, quand EnCana est devenue copropriétaire à parts égales de l'entité qui comprend les raffineries de Wood River et Borger, exploitées par ConocoPhillips.

Les produits tiennent compte de la quote-part de 50 % d'EnCana des ventes de produits du pétrole aux États-Unis. Globalement, les deux raffineries ont une capacité combinée de raffinage de pétrole brut de 452 000 barils par jour et tournaient à 96 % de cette capacité au premier trimestre de 2007. Si l'on tient compte de l'ajout d'autres intrants traités combinés au pétrole brut, la production des raffineries s'est établie en moyenne à 457 000 barils par jour durant le trimestre.

Les achats de produits, principalement du pétrole brut, ont représenté 92 % des charges totales du premier trimestre de 2007, le reste des charges d'exploitation étant attribuable à la main-d'œuvre, aux services publics et aux fournitures.

## OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Produits	756 \$	716 \$
Charges		
Transport et vente		
Exploitation	8	3
Achats de produits	7	18
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	732	689
	9	6
Amortissement et épusement	3	3
Résultat sectoriel	6 \$	3 \$

Pour le premier trimestre de 2007, les produits et les achats de produits correspondent aux activités d'optimisation des marchés qui assurent à la société la latitude opérationnelle voulue en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle pour accroître la vente de la production d'EnCana.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Produits	(615) \$	1 263 \$
Charges		
Exploitation	(1)	1
Amortissement et épuisement	18	18
Bénéfice sectoriel (perte)	(632) \$	1 244 \$
Administration	95	58
Intérêts, montant net	101	88
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	14	12
(Gain) perte de change, montant net	(12)	44
(Gain) à la cession	(59)	(9)

Les produits de (615) M\$ tirés des activités non sectorielles du premier trimestre de 2007 représentent des pertes latentes, établies en fonction de la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix de marchandises (gaz naturel et pétrole brut), comparativement à des gains latents de 1 263 M\$, établis en fonction de la valeur du marché, pour la période correspondante de 2006.

### Sommaire des gains latents (pertes) évalués à la valeur du marché

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Activités poursuivies		
Gaz naturel	(555) \$	1 277 \$
Pétrole brut	(60)	(14)
	(615)	1 263
Charges	1	2
	(614)	1 261
Charges (économies) d'impôts sur les bénéfices	(191)	446
Gains (pertes) latents, évalués à la valeur de marché, après impôts	(423) \$	815 \$

La volatilité des prix a eu une incidence sur le bénéfice net en raison des activités de gestion des risques de prix d'EnCana. Afin de gérer la volatilité du prix des marchandises, EnCana conclut divers contrats d'instruments financiers et contrats physiques. Les contrats sur instruments financiers sont comptabilisés à la valeur du marché à la date des états financiers. Le 31 mars 2007, la courbe des prix à terme du gaz à la NYMEX pour le reste de 2007 avait augmenté de 14 % par rapport au 31 décembre 2006, s'établissant à 8,24 \$ le kpi<sup>3</sup>, tandis que la courbe des prix à terme du pétrole WTI s'était hissée de 4 % pour se fixer à 68,80 \$ le baril.

La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme du matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

Les frais d'administration du premier trimestre de 2007 ont augmenté de 37 M\$ par rapport à ceux du premier trimestre de 2006. Cette augmentation s'explique principalement par la progression des charges de rémunération à long terme découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana, qui se sont chiffrées à 24 M\$, et par la hausse des salaires et autres charges connexes. Pour le premier trimestre de 2007, les frais d'administration se sont chiffrés à environ 0,25 \$ par kpi<sup>3</sup>e, comparativement à 0,15 \$ par kpi<sup>3</sup>e pour le premier trimestre de 2006.

Les intérêts débiteurs du premier trimestre de 2007 ont augmenté de 13 M\$ par rapport à ceux du premier trimestre de 2006 par suite de l'augmentation de l'encours de la dette. La dette à long terme totale (partie à court terme comprise) a augmenté de 403 M\$ pour atteindre 7 237 M\$ au 31 mars 2007, contre 6 834 M\$ au 31 décembre 2006. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur l'encours de la dette s'est élevé à 5,6 % au premier trimestre de 2007, en hausse par rapport à une moyenne approximative de 5,5 % à la période correspondante de 2006.

Le gain de change de 12 M\$ constaté au premier trimestre de 2007 résulte en partie de l'incidence de l'évolution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada, incidence qui a été contrebalancée par la conversion de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Selon les PCGR du Canada, EnCana doit convertir en dollars canadiens sa dette à long terme libellée en dollars américains contractée au Canada au taux de change en vigueur à la fin du trimestre. Les gains ou les pertes de change latents qui en résultent sont comptabilisés dans l'état consolidé des résultats. Les autres gains et pertes de change proviennent du règlement d'opérations en devises et de la conversion des actifs et passifs monétaires d'EnCana.

Le gain à la cession réalisé pour le premier trimestre de 2007 se rapporte à la cession des activités de la société au Tchad durant le premier trimestre.

### **Impôts sur les bénéfices**

Pour le premier trimestre de 2007, le taux d'imposition effectif s'est établi à 27,1 %, contre 36,6 % pour le trimestre équivalent de 2006. Cette baisse est attribuable en partie aux réductions des taux d'imposition des sociétés de l'Alberta et du gouvernement fédéral qui sont entrées en vigueur au cours d'exercices précédents, ainsi que de gains non imposables résultant de la vente des activités au Tchad.

Les impôts payés inclus dans les flux de trésorerie se sont élevés à 375 M\$ pour le premier trimestre de 2007, contre 331 M\$ pour la même période en 2006. Cette augmentation de 44 M\$ s'explique par l'augmentation des impôts aux États-Unis en 2007.

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent dans la note 10 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Le taux d'imposition effectif d'EnCana pour un exercice donné dépend de la relation entre le bénéfice net avant impôts de l'exercice et l'importance des éléments représentant des « écarts permanents » qui sont exclus du calcul du bénéfice assujéti à l'impôt exigible ou futur. Plusieurs catégories d'éléments répondent à ce critère, notamment :

- l'incidence de la cession de biens lorsque la valeur fiscale de l'actif vendu diffère de la valeur comptable;
- les ajustements qui tiennent compte des modifications apportées aux lois ayant une incidence anticipée sur les obligations fiscales futures;
- la moitié non imposable des gains (pertes) en capital sous le régime fiscal canadien;

Les interprétations, les règlements et les lois en matière fiscale des différents territoires où la société et ses filiales exercent leurs activités sont sujets à modifications. En conséquence, certaines questions d'ordre fiscal sont généralement à l'étude. La société estime que la charge d'impôts est suffisante.

## DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

### Sommaire des dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les	
	31 mars	
	2007	2006
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
Total des dépenses en immobilisations de base	1 483	1 946
Acquisitions	7	15
Cessions	(281)	(255)
Activités abandonnées	-	(1 343)
Dépenses en immobilisations, montant net	1 209 \$	363 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 ont été financées par les flux de trésorerie et des emprunts.

### Dépenses en immobilisations liées aux activités au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays

Pour le premier trimestre de 2007, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources de la société en Amérique du Nord.

Pour le premier trimestre de 2007, les dépenses en immobilisations de base au Canada, aux États-Unis et dans les autres pays ont diminué de 366 M\$ par rapport à celles du trimestre correspondant de 2006, essentiellement pour les raisons suivantes :

- les dépenses en immobilisations de base pour les activités au Canada ont diminué de 258 M\$ pour s'établir à 871 M\$ par suite de la baisse des coûts de forage et d'achèvement de puits et des dépenses liées aux installations;
- les dépenses en immobilisations de base pour les activités aux États-Unis ont diminué de 98 M\$ pour atteindre 439 M\$, en raison principalement de la diminution des activités de forage et d'achèvement de puits.

### Dépenses en immobilisations des activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux

Les dépenses en immobilisations du premier trimestre de 2007 ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources de Foster Creek et de Christina Lake ainsi qu'à la modernisation des raffineries Wood River et Borger.

### Dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles

En 2007 et en 2006, les dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles ont trait à l'acquisition de terrains et à la construction d'un complexe de bureaux à Calgary. Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation de son projet de complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow ». Elle a vendu les actifs du projet et a conclu un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié. Des dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles ont en outre été affectées aux systèmes informatiques et aux améliorations locatives.

### Acquisitions, cessions et activités abandonnées

Les acquisitions ont porté sur des biens peu importants en 2007 et 2006. Quant aux cessions, elles sont représentées par la vente en 2007 des activités au Tchad et du projet d'immeuble à bureaux The Bow, ainsi que par la cession du pipeline Entrega, au Colorado, au cours de 2006.

Les activités abandonnées comprennent la cession des actifs d'EnCana en Équateur (point traité sous la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion) au cours de 2006, dont le produit a été réduit par les dépenses en immobilisations effectuées avant la vente.

### Activités abandonnées

Aucune activité n'a été abandonnée au premier trimestre de 2007. Les états financiers consolidés intermédiaires renferment des données comparatives sur les activités abandonnées suivantes :

- les activités en Équateur
- les activités médianes

Le bénéfice net tiré des activités abandonnées par EnCana s'était élevé à 2 M\$ pour le premier trimestre de 2006, et tenait compte de gains réalisés sur les opérations de couverture de 1 M\$ après impôts et de gains latents sur les opérations de couverture de 15 M\$ après impôts.

#### Équateur

Le 28 février 2006, EnCana a conclu la cession de sa participation dans des activités en Équateur pour 1,4 G\$, compte non tenu des indemnités, et inscrit une perte à la cession de 47 M\$. Au cours du deuxième trimestre de 2006, le gouvernement de l'Équateur a saisi les actifs du bloc 15 de l'exploitant, sur lesquels EnCana détenait des droits de participation de 40 %. Cette saisie constituait un événement ouvrant droit à une indemnisation aux termes de la convention de vente d'EnCana passée avec l'acheteur. Au cours du troisième trimestre de 2006, EnCana a versé une indemnité déjà comptabilisée d'environ 265 M\$, calculée conformément aux conditions de la convention. EnCana ne s'attend pas à devoir verser à l'acheteur d'importantes indemnités relativement aux autres aspects commerciaux des conventions de vente.

#### Activités médianes

Le 6 mars 2006, EnCana a annoncé la conclusion de l'entente qui portait sur la cession de ses participations dans les activités de stockage de gaz naturel pour une contrepartie d'environ 1,5 G\$. La cession, à un acquéreur unique, a été conclue en deux opérations distinctes. La première opération a été conclue le 12 mai 2006 pour un produit d'environ 1,3 G\$. Le 17 novembre 2006, EnCana a conclu la deuxième et dernière opération visant la cession de participations dans les installations de stockage Wild Goose, en Californie, pour un produit de quelque 0,2 G\$, une fois reçue l'approbation des organismes de réglementation californiens. Le bénéfice net dégagé des activités médianes abandonnées en 2006 est principalement attribuable à la cession des activités de stockage de gaz naturel.

### Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les	
	31 mars	
	2007	2006
Flux de trésorerie nets liés aux		
Activités d'exploitation	1 909 \$	2 297 \$
Activités d'investissement	(1 248)	(197)
Activités de financement	(726)	(1 881)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(65) \$	219 \$

#### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 1 752 M\$ pour le premier trimestre de 2007, contre 1 579 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. La progression de 173 M\$ des flux de trésorerie est surtout attribuable à la hausse des produits découlant du raffermissement du prix des LGN, aux gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises et à l'augmentation du volume de production de gaz naturel, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la baisse du prix du gaz naturel et du volume de production de LGN, l'augmentation des charges d'exploitation et la hausse des impôts payés. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies constituent la majeure partie des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'EnCana.

### Activités d'investissement

Des flux de trésorerie nets de 1 248 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement au cours du premier trimestre de 2007, soit une augmentation de 1 051 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2006. Pour 2006, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement avaient été réduits par les produits dégagés de la cession des activités abandonnées en Équateur au premier trimestre (1,4 G\$). Au premier trimestre de 2007, les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 471 M\$ par rapport à celles du trimestre correspondant de 2006.

### Activités de financement

En date du 31 mars 2007, le total de la dette à long terme avait augmenté de 434 M\$ par rapport au 31 décembre 2006. La dette nette d'EnCana, ajustée au titre du fonds de roulement, s'établissait à 7 612 M\$ au 31 mars 2007, contre 6 566 M\$ au 31 décembre 2006. Au cours du premier trimestre de 2007, EnCana a racheté 23,3 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1 094 M\$.

Le 12 mars 2007, EnCana a effectué au Canada le placement public de billets de premier rang non garantis à moyen terme pour un capital totalisant 500 M\$ CA. Les billets portent intérêt au taux nominal de 4,3 % et viennent à échéance le 12 mars 2012. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie des emprunts bancaires et des effets commerciaux d'EnCana.

Au 31 mars 2007, EnCana disposait de facilités de crédit bancaire engagées et inutilisées de 2,9 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres à hauteur de 4,0 G\$.

EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Standard & Poor's a attribué à EnCana la cote A- avec « perspectives négatives », Dominion Bond Rating Services, la cote A (faible) avec « tendance stable », et Moody's, la cote Baa2 avec « perspectives positives ».

### Ratios financiers

	31 mars 2007	31 décembre 2006
Ratio dette nette/ capitaux propres	31 %	27 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté <sup>1)</sup>	0,9 x	0,6 x

<sup>1)</sup> Le BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du bénéfice des activités poursuivies avant gain à la cession de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épuisement.

La direction utilise les ratios dette nette/capitaux propres et dette nette/BAIIA ajusté pour gérer la dette globale de la société en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci. Le ratio dette nette/capitaux propres était de 31 % en date du 31 mars 2007, en hausse par rapport au ratio de 27 % établi à la fin de l'exercice 2006. Cette hausse s'explique par divers facteurs, notamment l'augmentation de la dette à long terme, la diminution du fonds de roulement, compte tenu de l'incidence de la réduction des actifs de gestion des risques, et de la diminution des capitaux propres par suite du rachat d'actions d'ordinaires.

### Flux de trésorerie disponibles

Pour le premier trimestre de 2007, les flux de trésorerie disponibles d'EnCana s'établissent à 269 M\$, contre (255) M\$ au trimestre correspondant de 2006. Cette augmentation des flux de trésorerie disponibles est due à la combinaison de l'augmentation des flux de trésorerie totaux et de la diminution des dépenses en immobilisations.

	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	terminé 2006
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	1 752 \$	4 %	1 691 \$	7 161 \$
Dépenses en immobilisations de base	1 483	(24) %	1 946	6 269
Flux de trésorerie disponibles <sup>2)</sup>	269 \$		(255) \$	892 \$

<sup>1)</sup> Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie sous la rubrique « Flux de trésorerie ».

<sup>2)</sup> Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux PCGR et correspondent pour EnCana à l'excédent des flux de trésorerie sur les dépenses en immobilisations de base.

## Données sur les actions en circulation

(en millions)	31 mars 2007
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	777,9
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	3,8
Actions en fiducie distribuées	2,9
Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des activités)	(23,3)
Actions ordinaires en circulation à la fin du trimestre	761,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat dilué	779,6

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation au 31 mars 2007.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 31 mars 2007, 8,0 millions d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (DAPVA) étaient en cours, dont toutes pouvaient être exercées.

EnCana peut accorder à ses salariés des incitatifs à long terme sous forme d'attributions d'options sur actions et de droits à la valeur des actions liées au rendement (« DVAR »). Les options sur actions attribuées après le 31 décembre 2003 comportent un droit alternatif à la plus-value des actions (« DAPVA ») et les salariés peuvent choisir d'exercer soit l'option sur actions soit le DAPVA connexe. L'exercice de l'option sur actions aboutira à l'émission de nouvelles actions ordinaires tandis que l'exercice du DAPVA aboutira au versement de trésorerie par la société. L'exercice de DVAR ne se traduira pas par l'émission d'actions ordinaires par la société, les actions étant acquises par l'intermédiaire d'une fiducie pour le paiement lorsque les critères de rendement établis sont atteints. Au cours du premier trimestre de 2007, les critères d'acquisition pour les DVAR attribués en 2004 ont été atteints et la société a distribué 2,9 millions d'actions détenues en fiducie. Au 31 mars 2007, 2,6 millions d'actions étaient détenues en fiducie aux fins de distribution en prévision de l'acquisition des DVAR en cours.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de cinq offres de rachat consécutives dans le cours normal des activités. Durant le trimestre terminé le 31 mars 2007, EnCana a racheté 23,3 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1 094 M\$. Durant le trimestre terminé le 31 mars 2006, EnCana avait racheté 21,3 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 978 M\$.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Durant le premier trimestre de 2007, le dividende trimestriel versé aux actionnaires a doublé, s'établissant à 0,20 \$ par action pour un total de 153 M\$. Au premier trimestre de 2006, le dividende trimestriel versé aux actionnaires d'EnCana s'établissait à 0,075 \$ par action, pour un total de 64 M\$. EnCana a augmenté à 0,10 \$ le dividende trimestriel versé aux actionnaires au deuxième trimestre de 2006. Ces dividendes sont financés au moyen des flux de trésorerie.



## Obligations contractuelles et éventualités

EnCana a conclu divers engagements ayant trait principalement à des emprunts, à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, à des engagements relatifs à des dépenses en immobilisations et à des accords de commercialisation.

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana qui s'élevaient à 7 232 M\$ au 31 mars 2007, comprennent une tranche de 1 575 M\$ au titre d'engagements liés à des acceptations bancaires et à des billets de trésorerie. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen des facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis de conditions de remboursement pour l'exercice à venir. Des précisions sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 13 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

En date du 31 mars 2007, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi<sup>3</sup>/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 121 Gpi<sup>3</sup> au prix moyen pondéré de 3,79 \$ le kpi<sup>3</sup>. Au 31 mars 2007, ces opérations représentaient une perte latente de 310 M\$.

## Contrats de location

Dans le cours normal de ses activités, EnCana loue des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des établissements périphériques et du siège social.

## Actions en justice

EnCana 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 et d'autres ont été intentées par des particuliers en leur propre nom). 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.

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. En vertu des lois de la Californie, les montants de dommages-intérêts évalués pourraient tripler.

EnCana Corporation 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.

## Conventions comptables et estimations

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 :

- Constatation des produits
- Stocks
- Immobilisations
- Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Ces modifications sont traitées en détail à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

## Adoption de nouvelles normes comptables

Comme il a été mentionné dans le rapport de gestion 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 pour le moment 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).

## 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.

## **Gestion des risques**

Les résultats d'EnCana sont exposés aux risques suivants :

- les risques financiers (soit les risques de prix de marchandises, de change, de taux d'intérêt et de crédit);
- les risques liés à l'exploitation;
- les risques liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité;
- les risques d'atteinte à la réputation.

### **Risques financiers**

EnCana atténue en partie les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. Pour gérer le risque de prix des marchandises, la société a conclu diverses ententes sur instruments financiers. Le détail de ces instruments, y compris les gains ou les pertes latents, au 31 mars 2007, figure à la note 18 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

EnCana a adopté des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie expressément l'utilisation, dans le cas de marchandises, à l'atténuation du risque de prix pour atteindre les objectifs visés au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Dans le cas d'opérations mettant en jeu une production ou des actifs lui appartenant, EnCana a généralement recours à des instruments financiers comme des swaps ou des options conclus avec de grandes institutions financières, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des bourses de marchandises.

### **Prix des marchandises**

Pour atténuer en partie le risque lié au prix du gaz naturel, la société conclut des swaps qui permettent de fixer les prix AECO et NYMEX ainsi que des options de vente et des tunnels qui permettent de fixer l'écart de prix AECO/NYMEX. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions de production, EnCana a conclu des swaps visant à fixer l'écart de prix AECO/Rocheuses à partir du prix NYMEX. Les contrats physiques relatifs à ces activités comportaient un gain non constaté de 62 M\$ au 31 mars 2007.

EnCana a également conclu des contrats pour l'achat et la vente de gaz naturel dans le cadre de ses activités quotidiennes de gestion de la production lui appartenant. Les contrats physiques relatifs à ces activités comportaient un gain non constaté de 25 M\$ au 31 mars 2007.

Pour atténuer en partie le risque lié au prix du pétrole brut, la société conclut des swaps de prix fixes et des options de vente qui permettent de fixer l'écart de prix WTI/NYMEX.

Afin de gérer les coûts de sa consommation d'électricité, EnCana a conclu deux contrats d'une durée de 11 ans portant sur des dérivés.

### **Devises**

Comme moyen d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, EnCana peut conclure des contrats de change. Elle conclut également des contrats de change liés à des opérations de commercialisation de pétrole brut. Les gains ou les pertes sur ces contrats sont constatés au moment où est déterminé l'écart entre le cours au comptant mensuel moyen et le taux à la date du règlement.

EnCana contracte des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens afin de gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. Tout en émettant directement des titres de créance libellés en dollars américains, la société conclut des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la dette libellée en dollars américains/dollars canadiens.

### **Taux d'intérêt**

La société atténue en partie son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. EnCana a conclu à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts à taux fixe et variable.

### **Risque de crédit**

EnCana est exposée à des pertes liées au crédit en cas de défaut de l'autre partie à un contrat. Pour gérer le risque de créances irrécouvrables, le portefeuille des créances de la société est régi par des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration et les pratiques en matière de crédit permettent de limiter les opérations selon la cote de solvabilité des parties et le degré de garantie des opérations par nantissement de titres. Une partie importante des comptes clients d'EnCana sont des créances sur des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel.

### **Risque lié à l'exploitation**

EnCana dispose de plusieurs politiques et processus pour atténuer le risque lié à l'exploitation. Dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la société sont évalués en fonction de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique. Les équipes responsables des actifs adoptent en outre le processus d'évaluation a posteriori, dans le cadre duquel chaque équipe fait l'examen approfondi de son programme d'immobilisations antérieur pour identifier les éléments clés de connaissance qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des éléments opérationnels qui ont une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan du projet de l'exercice en question. Les résultats de l'évaluation a posteriori sont analysés sur une base annuelle pour les besoins du programme d'immobilisations d'EnCana et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Le contrôle par les pairs permet de s'assurer que le risque que comporte le projet d'investissement est bien évalué et que les enseignements tirés des projets antérieurs ont été diffusés dans toute l'entreprise. Le contrôle par les pairs est effectué principalement dans le cas de projets d'exploration et de zones de ressources à l'étape du démarrage, mais il peut s'appliquer à n'importe quel type de projet.

La société dispose aussi d'un programme d'assurance exhaustif pour atténuer en partie les risques d'exploitation.

### **Risques liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité**

EnCana gère ces risques en appliquant des politiques et des normes conformes ou supérieures à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie. La société dispose également d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'EnCana recommande l'approbation de la politique environnementale de la société et surveille l'observation des lois et des règlements gouvernementaux. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités courantes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations, visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement.

EnCana gère les risques d'atteinte à la sécurité par le truchement de son programme de sécurité qui vise à assurer la protection du personnel et des actifs d'EnCana. EnCana a en outre créé un comité d'enquête qui a pour mandat d'examiner les infractions éventuelles aux politiques et aux méthodes de la société et instauré une ligne d'assistance téléphonique sur l'intégrité pour recueillir les préoccupations concernant ses activités, sa comptabilité ou ses contrôles internes.

### **Changement climatique**

Le gouvernement fédéral du Canada (le « gouvernement fédéral ») a annoncé qu'il avait l'intention de réglementer l'émission de gaz à effet de serre (« GES ») et autres polluants atmosphériques. Il élabore actuellement le cadre de travail présentant les grandes lignes de son programme concernant l'air pur et les changements climatiques, y compris une cible de réduction des GES et l'engagement d'établir à court terme une réglementation sur les émissions pour le secteur. Un projet de loi étant actuellement à l'étude, peu de détails techniques concernant la mise en œuvre de la stratégie du gouvernement en matière de réduction d'émissions sectorielles de GES ont été rendus publics, mais le gouvernement a pris l'engagement de travailler en collaboration avec le secteur à l'élaboration du contenu du plan d'action.

Le gouvernement de l'Alberta a également promulgué une loi, la *Climate Change and Emissions Management Act* (la « CCEMA »), visant à réglementer les émissions de GES de certaines installations dans cette province. En mars 2007, le gouvernement de l'Alberta a proposé de modifier la CCEMA de façon à ce qu'à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base établi au moyen d'une intensité moyenne des émissions calculée d'après les émissions relevées entre 2003 et 2005. Les sociétés qui exploitent ces installations pourront se prévaloir de certaines dispositions de la CCEMA afin de se conformer à cette exigence. Ils auront ainsi le choix entre apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation qu'ils défalqueront du total de leurs émissions ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne à un nouveau fonds créé par le gouvernement de l'Alberta, qui investira dans la technologie afin de réduire les émissions de GES dans la province.

Comme ces programmes sont en cours d'élaboration, EnCana n'est pas en mesure de prédire l'incidence globale de la réglementation à venir sur ses activités; il est par conséquent possible que la société doive, pour se conformer à la réglementation des émissions de GES, subir des hausses de ses coûts d'exploitation. Cependant, EnCana, en collaboration avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers, continuera de collaborer avec le gouvernement fédéral et avec le gouvernement de l'Alberta à la mise au point d'une méthode susceptible de traiter des questions liées aux changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratifs de se conformer à la réglementation et soutenir les investissements dans le secteur.

EnCana compte poursuivre ses efforts en vue de réduire l'intensité de ses émissions et d'accroître son efficacité énergétique. Les efforts de la société relativement à la gestion des émissions reposent essentiellement sur les éléments suivants :

- sa pondération considérable en actifs de gaz naturel;
- sa réputation de chef de file sectoriel de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub>;
- l'accent qu'elle met sur le développement de technologies pour réduire les GES;
- sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour le secteur d'activité;
- son rapport vapeur/pétrole de premier plan dans l'industrie en ce qui concerne les sables bitumineux et qui se traduit directement par une réduction des émissions.

EnCana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités. De plus amples détails sur les émissions de GES d'EnCana seront présentés dans le rapport sur la responsabilité de la société, qui peut être consulté à [www.encana.com](http://www.encana.com).

### **Risques d'atteinte à la réputation**

EnCana adopte une attitude proactive en ce qui concerne l'identification et la gestion de faits qui ont une incidence sur la réputation de la société et, pour ce faire, elle a mis en place des procédures, des lignes directrices et des définitions de responsabilité cohérentes et claires en vue de l'identification et de la gestion de ces dossiers. Les faits qui ont, ou sont susceptibles d'avoir, une incidence sur la réputation d'EnCana sont en général soit des faits nouveaux qui peuvent être identifiés assez tôt puis gérés, soit des faits imprévus qui se présentent inopinément et doivent être gérés d'urgence.

### **Perspectives**

EnCana prévoit continuer de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel et de pétrole brut dans les principales zones de ressources non classiques en Amérique du Nord, sur la mise en valeur des sables bitumineux *in situ* de haute qualité de ses zones de ressources et sur l'accroissement de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval par l'intermédiaire de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

L'instabilité qui a marqué le prix du pétrole brut devrait se poursuivre durant 2007 devant les incertitudes qui planent sur le marché, notamment les risques d'interruption des activités de production ou de raffinage, la croissance soutenue de la demande en Chine, les mesures prises par l'OPEP, l'effondrement de la demande par suite du prix élevé de l'énergie et la conjoncture économique mondiale. Le prix du pétrole brut canadien est aussi soumis à l'incertitude découlant des risques d'interruption des activités de raffinage sur le marché déjà très étroit du Midwest américain et de l'augmentation de la production intérieure qui pourrait se traduire par l'encombrement du réseau pipelinier à l'extérieur de l'Ouest canadien.

Le prix du gaz naturel dépend surtout du jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques se révélant le facteur déterminant à court terme. Selon EnCana, l'offre de gaz tiré de réserves classiques en Amérique du Nord a atteint son apogée au cours des deux derniers exercices et son déclin subséquent ne sera que partiellement compensé par l'offre de gaz tiré des zones de ressources non classiques. Les questions d'accès au territoire et de réglementation mettent à l'épreuve la capacité de l'industrie à réagir face au resserrement de l'offre de gaz en Amérique du Nord.

La société compte financer son programme d'immobilisations de base de 2007 à partir de ses flux de trésorerie.

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services.

## Mise en garde

### ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana de l'information sur la société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'EnCana et de ses filiales, certains énoncés du présent rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), selon le sens donné à l'expression « safe harbour » (règles refuge) dans les dispositions d'exonération de la loi sur les valeurs mobilières en vigueur. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » ou des termes analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion comprennent notamment des déclarations sur : les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération *in situ*; les projections relatives aux volumes de production de gaz naturel, de pétrole brut et de LGN au Canada et aux États-Unis en 2007; les projections relatives à l'incidence sur le prix de base Rocheuses de la croissance soutenue de l'offre dans la région des Rocheuses avant l'ajout prévu de l'infrastructure pipelinière; l'incidence prévue de l'accès aux terrains et des questions de réglementation; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2007 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2007 et les sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'incidence du programme de gestion des risques de la société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence des initiatives en matière de changements climatiques sur les charges d'exploitation; la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; l'incidence de l'encombrement du réseau pipelinier et des interruptions de production possibles dans les raffineries sur les prix futurs du pétrole brut au Canada; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la société et le programme de billet commercial continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; et les projections touchant les zones de ressources classiques de gaz naturel et la capacité des zones de ressources non classiques de compenser en partie la baisse future du rendement des zones de ressources classiques de gaz naturel en Amérique du Nord. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la société pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur l'orientation actuelle d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, d'asphalte, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et des autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité de la société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; les marges dégagées des activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de fabrication; l'incapacité de nouveaux produits à trouver un accueil favorable sur le marché; les hausses de coût imprévues ou les difficultés techniques rencontrées dans la fabrication, le transport et le raffinage du pétrole brut synthétique; les risques liés à la technologie; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures; la capacité de la société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la société et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits; l'évolution de la réglementation de l'environnement et d'autres réglementations ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la société et ses filiales exercent des activités; les risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la société et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent d'estimations et

d'hypothèses. Bien qu'EnCana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion étaient à jour en date de la rédaction du rapport, et, sauf lorsque la loi l'exige, EnCana ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport sont expressément visés par cette mise en garde.

## **INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL**

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par EnCana est faite en vertu d'une dispense accordée par les autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui autorise la société à fournir ces données et renseignements selon les normes de présentation américaines. L'information fournie par EnCana peut ainsi différer de l'information correspondante préparée en vertu du Règlement 51-101 des ACVM. Les données quantitatives sur les réserves fournies par EnCana représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De plus amples renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent sous la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle d'EnCana.

### **Conversion des unités de mesure du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du gaz naturel**

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi<sup>3</sup>e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi<sup>3</sup>e ») à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> ») par baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole (« bep »), en milliers de bep (« kbep ») ou en millions de bep (« Mbep ») sur la même base. Les unités Mpi<sup>3</sup>e, kpi<sup>3</sup>e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

### **Zone de ressources, récupération totale estimative et ressources potentielles non comptabilisées**

EnCana utilise les expressions « zone de ressources », « récupération totale estimative » et « ressources potentielles non comptabilisées ». EnCana emploie l'expression « zone de ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse qui, par rapport à une zone classique, présente habituellement un risque plus faible sur le plan géologique ou commercial et une diminution du rendement plus faible. EnCana emploie l'expression « récupération totale estimative » au sens de la définition donnée conjointement par la Society of Petroleum Engineers et le Congrès mondial du pétrole en 2000, soit la quantité de pétrole estimée, à une date donnée, récupérable à partir d'un gisement, plus la quantité déjà extraite de ce gisement. L'expression « ressources potentielles non comptabilisées » est utilisée par EnCana pour désigner les quantités de pétrole et de gaz présentes dans les terrains miniers existants qui ne sont pas encore classées dans les réserves prouvées, mais dont EnCana estime qu'elles peuvent être ajoutées aux réserves prouvées et faire l'objet d'une production. EnCana recourt à une approche pondérée en fonction des probabilités pour calculer ces quantités, notamment les distributions statistiques de potentiel des zones de ressources et de l'étendue aréale. Par conséquent, les ressources potentielles non comptabilisées comprennent nécessairement des quantités de réserves probables et possibles et des ressources éventuelles, selon la définition qui en est donnée dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook.

### **DEVISES, MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET DÉFINITION D'ENCANA**

Toute l'information contenue dans ce rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. Les ventes prévisionnelles reflètent le point médian des prévisions actuelles, après déduction des redevances. Dans ses prévisions actuelles, la société utilise le taux de change hypothétique de 0,89 \$ US pour 1,00 \$ CA.



### **Mesures non conformes aux PCGR**

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action dilués, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation par action dilué, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies et le BAIIA ajusté ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada ») et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans ce rapport pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relativement aux liquidités de la société ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures employées par la direction sont expliquées plus à fond sous les rubriques du rapport où il en est question.

### **Définition d'EnCana**

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « EnCana », la « société », « nous », « nos » et « notre » qui sont employés dans ce rapport de gestion peuvent, selon le cas, s'entendre uniquement d'EnCana Corporation ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale directe ou indirecte ou une société de personnes (globalement, les « filiales ») d'EnCana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

### **RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES**

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur EnCana Corporation dans les documents publics de la société à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de la société à [www.encana.com](http://www.encana.com).