



31 décembre 2006

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 vérifiés de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2005. 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, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains (sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie). Le volume de production et de vente est présenté déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 22 février 2007.

	Page
Activités d'EnCana	2
Survol de 2006	2
Contexte commercial	4
Acquisitions et cessions	6
Résultats financiers consolidés	7
Activités en amont	12
Optimisation des marchés	21
Activités non sectorielles	22
Dépenses en immobilisations	25
Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel	28
Activités abandonnées	30
Situation de trésorerie et sources de financement	32
Obligations contractuelles et éventualités	35
Conventions comptables et estimations	36
Gestion des risques	41
Résultats trimestriels	45
Perspectives	47
Mises en garde	48

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 intitulée « Mises en garde » qui figurent à la fin du présent rapport.

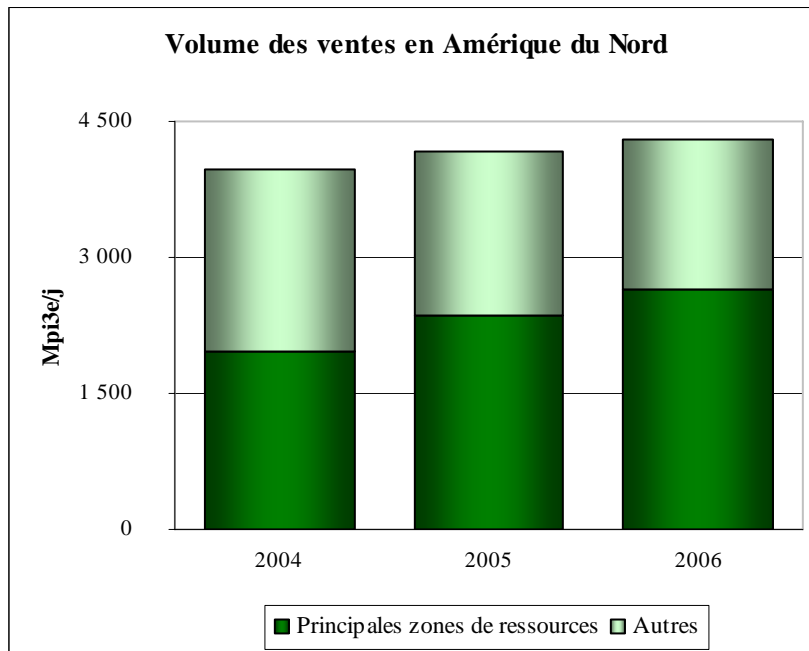
Activités d'EnCana

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.

Au 31 décembre 2006, EnCana exploitait deux secteurs d'activités poursuivies :

- Les activités en amont englobent les activités 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 (« É.-U. »). Les nouvelles activités d'exploration internationales visent surtout les possibilités qu'offrent le Brésil, le Moyen-Orient, le Groenland et la France.
- Les activités d'optimisation des marchés, qui visent à tirer le meilleur parti de la cession de la production d'EnCana. Dans le cadre de ces activités, le groupe responsable de l'optimisation des marchés procède à des achats et à des ventes de produits à des tiers qui accroissent la souplesse de l'exploitation d'EnCana en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

Survol de 2006



EnCana recherche une croissance prévisible et rentable grâce à son portefeuille de zones de ressources de longue durée au Canada et aux États-Unis.

En 2006, EnCana :

- a fait passer le volume total des ventes en Amérique du Nord à 4 295 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») de gaz équivalents par jour (« Mpi³e/j »), soit une augmentation de 3 %, par rapport à 2005;
- a fait croître de 4 % les ventes de gaz naturel pour les porter à 3 367 Mpi³/j;
- a affiché une baisse de 16 % de son prix du gaz naturel, lequel s'est établi à 6,25 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ ») et a obtenu, compte tenu des couvertures, le prix moyen pour le gaz naturel de 6,72 \$ le kpi³, en baisse de 6 %;
- a déclaré un prix moyen du pétrole brut en Amérique du Nord de 41,83 \$ le baril, soit une hausse de 22 %, par rapport à 2005. Le prix du pétrole brut, compte tenu de l'incidence des opérations de couverture, s'est établi à 38,51 \$ le baril en moyenne, soit une hausse de 33 %;
- a vendu environ 48 000 barils par jour (« b/j ») à ses trois installations de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») (Foster Creek, Christina Lake et Senlac). Durant 2006, la production de Foster Creek s'est élevée à environ 37 000 b/j, contre environ 29 000 b/j durant 2005;
- a augmenté de 12 % la production tirée de ses principales zones de ressources;
- a enregistré des charges d'exploitation de 0,86 \$ par kpi³e, soit une hausse de 21 %, par rapport à 2005, en raison principalement de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la fébrilité de l'activité sectorielle et de l'augmentation du coût de l'électricité;
- a conclu la cession de ses actifs en Équateur pour quelque 1,4 G\$ avant indemnités et a franchi les deux étapes de la cession de ses activités de stockage de gaz naturel pour environ 1,5 G\$;
- a conclu la cession de sa participation dans le gisement de pétrole lourd Chinook découvert au large des côtes du Brésil pour un produit d'environ 367 M\$;
- a déclaré un bénéfice net de 5 652 M\$ (en hausse de 65 %, par rapport à celui de 2005). Ce résultat est principalement attribuable à des gains latents après impôts de 1 370 M\$, établis à la valeur de marché, et au gain après impôts de 554 M\$ à la cession des activités abandonnées;
- a racheté 85,6 millions (ou 10 %) de ses actions ordinaires au prix moyen de 49,26 \$ l'action, dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (« OPRA »), au coût total de 4,2 G\$;
- a ramené de 33 % à 27 % le pourcentage de sa dette nette par rapport à ses capitaux propres et abaissé le ratio de sa dette nette sur le BAIIA ajusté de 1,1 au 31 décembre 2005 à 0,6 à la même date de 2006.

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 ce partenariat intégré ses zones de sables bitumineux de Foster Creek et Christina Lake alors que ConocoPhillips y apporte ses raffineries de Wood River, en Illinois, et Borger, au Texas.

Contexte commercial

GAZ NATUREL

Prix de référence du gaz naturel					
Exercices terminés les 31 décembre (moyenne pour l'exercice)	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	6,98 \$	(18) %	8,48 \$	25 %	6,79 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	7,22	(16) %	8,62	40 %	6,14
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	5,65	(19) %	6,96	33 %	5,23
Écart de base (\$/Mbtu)					
AECO/NYMEX	1,06	(33) %	1,59	75 %	0,91
Rocheuses/NYMEX	1,57	(5) %	1,66	82 %	0,91

Pour 2006, les prix du gaz à la New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») ont baissé en raison des facteurs suivants :

- des températures plus douces que la normale durant les mois de janvier et février;
- le programme de forage sectoriel énergétique qui a entraîné la hausse de la production des États-Unis;
- le calme de la saison des ouragans, contraire aux prévisions et aux perturbations de 2005;
- des températures plus douces que la normale durant le mois de décembre.

Tous les facteurs ci-dessus ont contribué à l'augmentation du volume de gaz naturel stocké par les acteurs du secteur durant l'exercice. À la fin de 2006, le gaz naturel stocké par les acteurs du secteur surpassait de 408 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») la moyenne des cinq dernières années.

Pour 2006, la baisse du prix AECO moyen du gaz est attribuée à la baisse du prix du gaz à la NYMEX et à la hausse du dollar canadien, en partie annulées par le resserrement de l'écart de base AECO/NYMEX. Pour 2006, la baisse du prix moyen Rocheuses (Opal) s'explique par la baisse du prix du gaz NYMEX, annulé en partie par une réduction de l'écart de base Rocheuses/NYMEX. La croissance de la demande dans les Rocheuses au deuxième semestre de 2006 a fait diminuer la pression qu'avait exercé l'accroissement de la production sur le réseau pipelinier déjà très sollicité. Cela a permis une réduction pour 2006 de l'écart de base Rocheuses/NYMEX par rapport à 2005. Cependant, la croissance poursuivie de l'offre dans les Rocheuses devrait faire augmenter la pression sur le l'écart de base Rocheuses/NYMEX à l'avenir. En attendant la mise en service du Rockies Express Pipeline au début de 2008, 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 et recourt à des opérations de couverture des prix, dont il est plus amplement fait état dans la note 16 afférente aux états financiers consolidés.

PÉTROLE BRUT

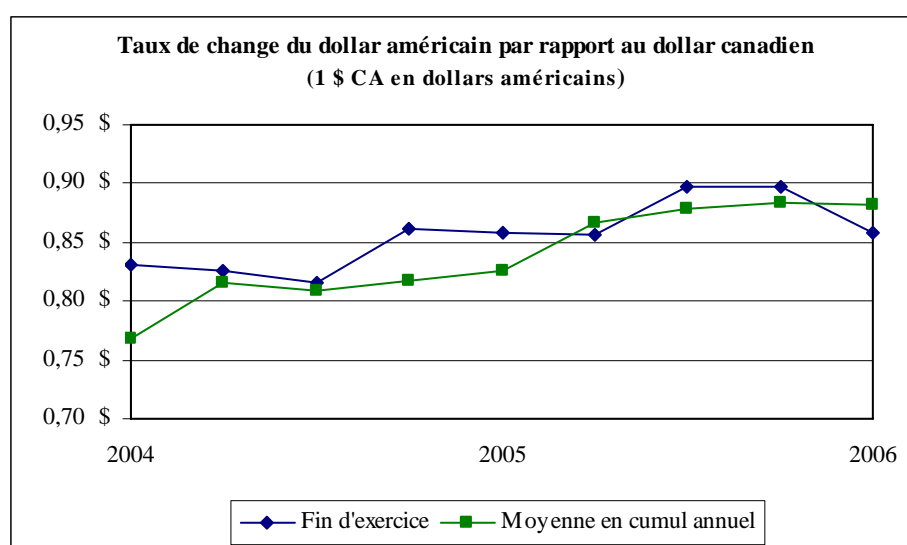
Prix de référence du pétrole brut					
Exercices terminés les 31 décembre (moyenne pour l'exercice) (en \$/b)	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004 ¹⁾
WTI	66,25 \$	17 %	56,70 \$	37 %	41,47 \$
WCS	44,69	23 %	36,39	- %	s.o.
Écart WTI/WCS	21,56	6 %	20,31	- %	s.o.

¹⁾ Le prix WCS ayant été inscrit initialement par EnCana en octobre 2004, aucun taux moyen annuel du WCS ou écart WTI/WCS n'est disponible pour 2004.

Les craintes suscitées par le programme nucléaire de l'Iran, les interruptions de la production au Nigeria par des attentats d'activistes, l'instabilité persistante en Irak et l'absence de réserves d'essence aux États-Unis ont concouru à propulser le prix du pétrole West Texas Intermediate (« WTI ») au-dessus du niveau de 70 \$ le baril pendant la plus grande partie des deuxième et troisième trimestres. À la fin de 2006, les prix du pétrole WTI étaient retombés au niveau de 60 \$ le baril, l'équilibre global des marchés du pétrole brut et de produits pétroliers raffinés ayant continué de prouver que les niveaux de production de pétrole brut étaient adéquats.

Les écarts entre les prix du pétrole lourd au Canada sont comparables à ceux de 2005 en raison de la vigueur des marchés de l'asphalte et du mazout lourd, ce qui a soutenu les prix du pétrole lourd au Canada. Le prix moyen de vente du pétrole Western Canadian Select (« WCS ») s'est établi à 67 % du prix du pétrole WTI durant 2006, comparativement à 64 % du pétrole WTI durant 2005.

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. Le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté de 6,9 %, ou 0,057 \$, passant d'une moyenne de 0,825 \$ US durant 2005 à une moyenne de 0,882 \$ US durant 2006. Le taux de change du dollar canadien durant 2005 était d'environ 7,4 %, ou 0,057 \$, supérieur au taux de change moyen de 2004.

En raison de la variation du taux de change, EnCana a donc subi une hausse de 5,70 \$ par tranche de cent dollars canadiens de ses dépenses en immobilisations, de ses charges d'exploitation et de ses frais d'administration au cours de l'exercice 2006, par rapport à l'exercice 2005. La variation du taux de change \$ CA/\$ US 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

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	2004
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,882 \$	0,825 \$	0,768 \$
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA pour l'exercice précédent	0,825 \$	0,768 \$	0,716 \$
Augmentation 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	5,70 \$	5,70 \$	5,20 \$

Acquisitions et cessions

Au cours de 2006, fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources en Amérique du Nord, EnCana a procédé aux cessions importantes suivantes :

- la cession, le 23 février, du pipeline Entrega au Colorado pour environ 244 M\$;
- la cession, le 28 février, de ses actifs en Équateur pour environ 1,4 G\$, avant indemnisations, dont il est question à la note 4 afférente aux états financiers consolidés;
- la cession de ses activités de stockage du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, dans le cadre de deux opérations distinctes avec le même acquéreur, pour un produit totalisant environ 1,5 G\$ et un gain à la cession de 829 M\$, après impôts;
- la cession, le 16 août, de sa participation de 50 % dans le gisement de pétrole lourd Chinook découvert au large des côtes du Brésil, pour environ 367 M\$, opération qui s'est traduite par un gain à la cession de 255 M\$, après impôts.

Le produit de ces cessions a été affecté principalement au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'EnCana et à la réduction de sa dette.

Résultats financiers consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action ¹⁾)	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Total des données consolidées					
Flux de trésorerie ²⁾	7 161 \$	(4) %	7 426 \$	49 %	4 980 \$
- par action, dilué	8,56	3 %	8,35	57 %	5,32
Résultat	5 652	65 %	3 426	(2) %	3 513
- par action, de base	6,89	74 %	3,95	3 %	3,82
- par action, dilué	6,76	76 %	3,85	3 %	3,75
Bénéfice d'exploitation ³⁾	3 271	1 %	3 241	64 %	1 976
- par action, dilué	3,91	7 %	3,64	73 %	2,11
Actif total	35 106	3 %	34 148	9 %	31 213
Dette à long terme	6 577	(2) %	6 703	(13) %	7 742
Dividendes en espèces	304	28 %	238	30 %	183
Activités poursuivies					
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	7 043	1 %	6 962	55 %	4 502
Résultat des activités poursuivies	5 051	79 %	2 829	35 %	2 093
- par action, de base	6,16	89 %	3,26	44 %	2,27
- par action, dilué	6,04	90 %	3,18	42 %	2,24
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ³⁾	3 237	6 %	3 048	63 %	1 872
Produits, déduction faite des redevances	16 399	13 %	14 573	39 %	10 491

¹⁾ Les montants par action ont été retraités pour rendre compte de l'incidence de la division des actions ordinaires au cours de 2005.

²⁾ 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 liés aux activités poursuivies et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie liés aux activités abandonnées, qui sont traités dans l'état consolidé des flux de trésorerie.

³⁾ Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures hors PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » dans l'état consolidé des flux de trésorerie.

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 à financer ses programmes de dépenses en immobilisations et à remplir ses obligations financières.

Comparaison de 2006 et de 2005

Les flux de trésorerie d'EnCana pour 2006 ont totalisé 7 161 M\$, soit une baisse de 4 % par rapport à 2005, en raison principalement de la diminution de 346 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées.

Pour 2006, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont atteint 7 043 M\$ (6 962 M\$ pour 2005).

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

- le prix moyen des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 21 % pour s'établir à 43,71 \$ le baril durant 2006, contre 36,17 \$ le baril durant 2005;
- le volume des ventes de gaz naturel en Amérique du Nord s'est accru de 4 % pour se chiffrer à 3 367 Mpi³/j pour 2006, contre 3 227 Mpi³/j pour 2005;
- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) se sont établis à 263 M\$ (gaz naturel : gain de 386 M\$; pétrole brut et autres produits : perte de 123 M\$) pour 2006, comparativement à des pertes après impôts de 441 M\$ (gaz naturel : perte de 261 M\$; pétrole brut et autres produits : perte de 180 M\$) pour 2005.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été atténuée par ce qui suit :

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 16 % pour se chiffrer à 6,25 \$ le kpi³ durant 2006, contre 7,46 \$ le kpi³ durant 2005;
- les charges d'exploitation ont augmenté de 15 % pour totaliser 1 655 M\$ pour 2006, contre 1 438 M\$ pour 2005;
- les impôts sur les bénéfices exigibles, compte non tenu des impôts sur les bénéfices à la cession des actifs du Brésil, ont augmenté de 267 M\$ pour s'établir à 893 M\$ pour 2006, contre 626 M\$ pour 2005, compte non tenu des impôts sur les bénéfices à la cession des actifs dans le golfe du Mexique.

Comparaison de 2005 et de 2004

Pour 2005, les flux de trésorerie d'EnCana pour 2005 ont totalisé 7 426 M\$, soit une hausse de 2 446 M\$, ou 49 %, par rapport aux flux de trésorerie de l'exercice 2004. Cette hausse reflète le prix plus élevé des marchandises pour 2005, mais elle a été atténuée par l'augmentation des coûts. Les activités abandonnées d'EnCana ont contribué 464 M\$ aux flux de trésorerie, contre 478 M\$ pour 2004.

Pour 2005, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont augmenté de 2 460 M\$, ou 55 %, par rapport à ceux de 2004, pour s'établir à 6 962 M\$ (4 502 M\$ pour 2004).

La hausse des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a résulté des frais suivants :

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 36 % pour s'établir à 7,46 \$ le kpi³ durant 2005, contre 5,47 \$ le kpi³ durant 2004;
- le volume des ventes de gaz naturel en Amérique du Nord s'est accru de 9 % pour se chiffrer à 3 227 Mpi³/j;
- le prix moyen des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a monté de 26 % pour se chiffrer à 36,17 \$ le baril durant 2005, contre 28,77 \$ le baril durant 2004.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a été atténuée par ce qui suit :

- les charges d'exploitation ont augmenté de 31 % pour totaliser 1 438 M\$ pour 2005, contre 1 099 M\$ pour 2004;
- les intérêts débiteurs ont augmenté de 126 M\$ pour s'établir à 524 M\$ pour 2005. La plus grande partie de cette augmentation est attribuable aux coûts de rachat de certains billets au cours de 2005;
- les impôts sur les bénéfices exigibles, compte non tenu des impôts sur les bénéfices à la cession des actifs situés dans le golfe du Mexique, ont augmenté de 67 M\$ pour s'établir à 626 M\$, contre 559 M\$ pour 2004.

Les pertes réalisées sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) se sont établies à 441 M\$, après impôts, pour 2005, montant presque inchangé par rapport aux pertes de 430 M\$ après impôts réalisées pour 2004.

BÉNÉFICE NET

Pour 2006, le bénéfice net d'EnCana a totalisé 5 652 M\$ (3 426 M\$ pour 2005). Le bénéfice net de l'exercice tient compte de gains latents après impôts de 1 370 M\$, établis à la valeur de marché (pertes après impôts de 277 M\$ pour 2005), et de l'incidence de la réduction du taux d'imposition qui se chiffre à 457 M\$ (néant pour 2005). Le bénéfice net tiré des activités abandonnées a augmenté légèrement pour s'établir à 601 M\$ en raison surtout du gain à la cession, pour 2006, d'installations de stockage du gaz naturel, qui a été réduit par la perte à la cession des actifs d'EnCana en Équateur (sujet traité à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion).

Comparaison de 2006 et de 2005

Pour l'exercice 2006, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana s'est élevé à 5 051 M\$, en hausse de 2 222 M\$, par rapport à 2005. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie et dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net de 2006 ont été les suivants :

- des gains latents de 1 357 M\$ après impôts (gain de 1 256 M\$ au titre du gaz naturel, et gain de 101 M\$ au titre du pétrole brut et d'autres produits) établis à la valeur de marché, contre des pertes de 311 M\$ après impôts (perte de 326 M\$ au titre du gaz naturel et gain de 15 M\$ au titre du pétrole brut et d'autres produits) pour 2005;
- le gain après impôts d'environ 255 M\$ à la cession de la participation de 50 % dans le gisement de pétrole lourd Chinook découvert au large des côtes du Brésil;
- l'augmentation de 343 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de la montée du dollar canadien, de l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement et de la progression des ventes.

Comparaison de 2005 et de 2004

Pour 2005, le bénéfice net d'EnCana a totalisé 3 426 M\$, contre 3 513 M\$ pour 2004. Le bénéfice net tiré des activités abandonnées a diminué de 823 M\$ pour s'établir à 597 M\$. Cette baisse est surtout attribuable au fait que le gain de 370 M\$ après impôts à la cession de la presque totalité des activités de traitement du gaz naturel d'EnCana pour 2005 était moindre que celui réalisé à la cession des activités d'EnCana au Royaume-Uni (« R.-U. ») pour 2004.

Le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana pour 2005 s'est établi à 2 829 M\$, soit une hausse de 736 M\$, ou 35 %, par rapport à celui de 2004. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie et dont il a été question précédemment, les faits marquants ayant une incidence sur le bénéfice sont les suivants :

- l'augmentation de 390 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de l'accroissement des taux d'amortissement et d'épuisement et de la progression des ventes;
- la comptabilisation de pertes latentes, calculées en fonction de la valeur du marché, de 311 M\$ après impôts pour 2005, contre 117 M\$ pour 2004.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui permettent d'ajuster le bénéfice net et le bénéfice net tiré des activités poursuivies en éliminant des éléments hors trésorerie. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers de la société entre les exercices. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations qui sont comparables entre les exercices.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Bénéfice net, montant déjà établi	5 652 \$	65 %	3 426 \$	(2) %	3 513 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :					
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	1 370		(277)		(165)
- gain de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) ¹⁾	-		92		229
- gain à la cession d'activités abandonnées (après impôts)	554		370		1 364
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	457		-		109
Bénéfice d'exploitation^{2),3)}	3 271 \$	1 %	3 241 \$	64 %	1 976 \$

¹⁾ 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 5 ans.

²⁾ 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'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

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

Sommaire du bénéfice d'exploitation par action

Exercices terminés les 31 décembre (en dollar par action ordinaire – dilué)	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Résultat, montant déjà établi	6,76 \$	76 %	3,85 \$	3 %	3,75 \$
Rajouter les (pertes) et déduire les gains :					
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	1,64		(0,31)		(0,18)
- gain de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) ¹⁾	-		0,10		0,24
- gain à la cession d'activités abandonnées (après impôts)	0,66		0,42		1,46
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	0,55		-		0,12
Bénéfice d'exploitation^{2),3)}	3,91 \$	7 %	3,64 \$	73 %	2,11 \$

¹⁾ 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 5 ans.

²⁾ 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'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

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

Le bénéfice d'exploitation par action de 2006 a augmenté par suite surtout du rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA.

Sommaire du bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Bénéfice net tiré des activités poursuivies, montant déjà établi	5 051 \$	79 %	2 829 \$	35 %	2 093 \$
Rajouter les (pertes) et déduire les gains :					
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	1 357		(311)		(117)
- gain de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) ¹⁾	-		92		229
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	457		-		109
Bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies^{2),3)}	3 237 \$	6 %	3 048 \$	63 %	1 872 \$

¹⁾ 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 5 ans.

²⁾ 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'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION – Activités poursuivies

Activités en amont

Résultats financiers des activités poursuivies

Exercices terminés le 31 décembre

(en millions de dollars)

2006

	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	8 294 \$	2 738 \$	310 \$	11 342 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	293	56	-	349
Transport et vente	526	528	-	1 054
Exploitation	912	400	293	1 605
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	6 563 \$	1 754 \$	17 \$	8 334 \$
Amortissement et épuisement				3 025
Bénéfice sectoriel				5 309 \$

Résultats financiers des activités poursuivies

Exercices terminés le 31 décembre

(en millions de dollars)

2005

	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	8 418 \$	2 071 \$	283 \$	10 772 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	401	52	-	453
Transport et vente	465	367	-	832
Exploitation	733	305	313	1 351
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	6 819 \$	1 347 \$	(30) \$	8 136 \$
Amortissement et épuisement				2 688
Bénéfice sectoriel				5 448 \$

Résultats financiers des activités poursuivies

Exercices terminés le 31 décembre

(en millions de dollars)

2004

	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	5 704 \$	1 552 \$	232 \$	7 488 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	270	41	-	311
Transport et vente	416	288	-	704
Exploitation	519	285	222	1 026
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 499 \$	938 \$	10 \$	5 447 \$
Amortissement et épuisement				2 271
Bénéfice sectoriel				3 176 \$

Produits des activités en amont

Comparaison de 2006 et de 2005

Comparativement à 2005, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté pour 2006 pour les raisons suivantes :

- la hausse de 21 % du prix des LGN en Amérique du Nord et la progression de 4 % des ventes de gaz naturel, toujours en Amérique du Nord;
- les gains réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) de 397 M\$ pour 2006, comparativement à des pertes de 672 M\$ pour 2005.

L'augmentation des produits, déduction faite des redevances, a été atténuée par ce qui suit :

- la diminution de 16 % du prix du gaz naturel en Amérique du Nord.

Comparaison de 2005 et de 2004

- Les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté pour 2005 pour les raisons suivantes :
 - la hausse de 36 % du prix du gaz naturel combinée à l'augmentation de 9 % du volume des ventes;
 - l'accroissement de 26 % du prix des liquides de gaz naturel.
- L'augmentation des produits, déduction faite des redevances, a été atténuée par ce qui suit :
 - la diminution de 6 % du volume des LGN s'expliquant surtout par les cessions de biens au cours du premier et du troisième trimestres de 2004 et en juin de 2005.

Les pertes réalisées sur les opérations de couverture du prix des marchandises ont totalisé 672 M\$ pour 2005, pratiquement inchangées par rapport aux pertes de 669 M\$ pour 2004.

Variation des produits des activités poursuivies de 2006 en regard de 2005

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005 Produits, déduction faite des rede- vances	Variation des produits attribuable au :		2006 Produits, déduction faite des rede- vances
		Prix ¹⁾	Volume	
Gaz produit				
Canada	5 486 \$	(178) \$	132 \$	5 440 \$
États-Unis	2 932	(288)	210	2 854
Total, gaz produit	8 418 \$	(466) \$	342 \$	8 294 \$
Pétrole brut et LGN				
Canada	1 826 \$	651 \$	(6) \$	2 471 \$
États-Unis	245	41	(19)	267
Total, pétrole brut et LGN	2 071 \$	692 \$	(25) \$	2 738 \$

¹⁾ Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

La hausse du prix de vente des LGN et des gains réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel est attribuable en grande partie à l'augmentation d'environ 5 % des produits, déduction faite des redevances, enregistrée pour 2006 par rapport à ceux de 2005. Le reste de l'augmentation des produits fait suite à la progression des ventes de gaz naturel.

Le volume de gaz produit au Canada s'est accru de 2 % pour 2006, ce qui s'explique surtout par 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, ainsi que de travaux de raccordement et de remise en service de puits supplémentaires dans plusieurs régions. CBM représente les volumes de gaz mélangé tirés des intervalles de charbon et de sable selon l'approbation réglementaire. La hausse a été cependant contrebalancée en partie par des travaux d'entretien imprévus, la baisse normale de la production, des remises en état prévues et les retards dus aux conditions climatiques pour la principale zone de ressources Shallow Gas et les biens classiques qui se sont traduits par la diminution des volumes de production.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 8 % pour l'exercice 2006, par suite des forages fructueux à Fort Worth, Jonah, Piceance et East Texas et des retombées de l'acquisition de biens dans le bassin de Fort Worth à la fin de 2005.

Le volume de pétrole brut et de LGN produits en Amérique du Nord est demeuré sensiblement le même grâce à l'augmentation du volume produit à Foster Creek, en partie contrebalancée par le versement de redevances liées à Pelican Lake, du ralentissement de la production en raison de travaux d'entretien imprévus, de retards dans les programmes d'immobilisations dans le sud de l'Alberta et de la diminution normale du rendement des gisements. 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.

Volume des ventes des activités en amont

Volume des ventes Exercices terminés les 31 décembre	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)	3 367	4 %	3 227	9 %	2 968
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	130 497	-	130 418	(7) %	140 379
LGN (<i>b/j</i>)	24 207	(5) %	25 582	(2) %	26 038
Activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 295	3 %	4 163	5 %	3 966
Activités abandonnées					
Équateur (<i>b/j</i>) ²⁾	12 366	(83) %	71 065	(9) %	77 993
Royaume-Uni (<i>bep/j</i>) ³⁾	-	-	-	(100) %	20 973
Activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	74	(83) %	426	(28) %	594
Total (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 369	(5) %	4 589	1 %	4 560

¹⁾ LGN convertis en milliers de pieds cubes équivalent à raison de 6 000 pieds cubes par baril.

²⁾ Comprend le volume des ventes de deux mois seulement du premier trimestre de 2006, la cession des activités en Équateur ayant été conclue le 28 février 2006.

³⁾ Comprend le gaz naturel et les LGN (convertis en barils équivalents pétrole (« bep »)).

Pour 2006, le volume des ventes des activités poursuivies a augmenté de 3 %, ou 132 *Mpi³e/j*, par rapport à 2005, pour les raisons suivantes :

- l'augmentation de 12 % de la production dans les principales zones de ressources d'EnCana;
- les forages fructueux dans les principales zones de ressources en gaz de CBM, de Cutbank Ridge, de Bighorn, de Fort Worth, de Jonah, de Piceance et d'East Texas, légèrement contrebalancé par les travaux d'entretien imprévus, la baisse normale du rendement des gisements, les remises en état prévues, et les retards occasionnés par les conditions climatiques dans les principales zones de ressources de Shallow Gas et les biens classiques;
- l'agrandissement des installations de Foster Creek, dont les incidences ont été atténuées par le versement de redevances liées à Pelican Lake en avril 2006 et la baisse normale du rendement des biens classiques.

Principales zones de ressources	Production quotidienne				
	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Gaz naturel (Mpi^3/j)					
Jonah	464	7 %	435	12 %	389
Piceance	326	6 %	307	18 %	261
East Texas	99	10 %	90	80 %	50
Fort Worth	101	44 %	70	159 %	27
Greater Sierra	213	(3) %	219	(5) %	230
Cutbank Ridge	170	85 %	92	130 %	40
Bighorn	91	65 %	55	31 %	42
CBM ¹⁾	194	73 %	112	300 %	28
Shallow Gas	600	(4) %	625	6 %	592
Pétrole (kb/j)					
Foster Creek	37	28 %	29	-	29
Christina Lake	6	20 %	5	25 %	4
Pelican Lake	24	(8) %	26	37 %	19
Total (Mpi^3e/j)	2 656	12 %	2 366	20 %	1 971

Principales zones de ressources	Activité de forage (nombre de puits nets forés)		
	2006	2005	2004
Gaz naturel (Mpi^3/j)			
Jonah	163	104	70
Piceance	220	266	250
East Texas	59	84	50
Fort Worth	97	59	36
Greater Sierra	115	164	187
Cutbank Ridge	116	135	50
Bighorn	52	51	20
CBM ¹⁾	729	1 245	1 086
Shallow Gas	1 164	1 267	1 552
Pétrole (kb/j)			
Foster Creek	6	39	11
Christina Lake	2	-	2
Pelican Lake	-	52	92
Total	2 723	3 466	3 406

¹⁾ Suivant l'approbation des autorités réglementaires, les volumes produits dans la zone de ressources de CMB et tirés des puits nets qui y ont été forés au cours des exercices 2005 et 2004 ont été retraités pour tenir compte des volumes de gaz naturel mélangés provenant des intervalles de charbon et de sable.

Résultats unitaires – gaz produit

Exercices terminés les

31 décembre

(en \$ kpi^3)	Canada				
	2006	2006 en regard de 2005	2005	2005 en regard de 2004	2004
Prix ¹⁾	6,20 \$	(15) %	7,27 \$	36 %	5,34 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	0,10	-	0,10	25 %	0,08
Transport et vente	0,35	(3) %	0,36	(8) %	0,39
Exploitation	0,79	18 %	0,67	29 %	0,52
Prix net	4,96 \$	(19) %	6,14 \$	41 %	4,35 \$
Volume des ventes de gaz (Mpi^3/j)	2 185	2 %	2 132	2 %	2 099

Résultats unitaires – gaz produit
Exercices terminés les
31 décembre

(en \$ par kpi ³)	États-Unis				
	2006	2006 en regard de 2005	2005	2005 en regard de 2004	2004
Prix ¹⁾	6,35 \$	(19) %	7,82 \$	35 %	5,79 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	0,49	(40) %	0,81	25 %	0,65
Transport et vente	0,54	17 %	0,46	48 %	0,31
Exploitation	0,65	23 %	0,53	43 %	0,37
Prix net	4,67 \$	(22) %	6,02 \$	35 %	4,46 \$
 Volume des ventes de gaz (Mpi ³ /j)	 1 182	 8 %	 1 095	 26 %	 869

¹⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couvertures réalisées.

Comparaison de 2006 et de 2005

Durant 2006, le prix de vente du gaz naturel d'EnCana en Amérique de Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, s'est élevé à 6,25 \$ le kpi³, en baisse de 16 % par rapport à celui de 2005. Cette baisse correspond au recul de 18 % du prix AECO et 16 % du prix NYMEX. Les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont chiffrés à environ 584 M\$, ou 0,47 \$ le kpi³, durant 2006, contre des pertes de quelque 377 M\$, ou 0,32 \$ le kpi³, durant 2005. Les gains réalisés sur les couvertures pour 2006 s'expliquent par le fait que les instruments de couverture avec option de vente ont été négociés à des cours plus élevés que pour 2005, et par la baisse des prix du gaz naturel en Amérique du Nord par rapport à 2005.

Pour 2006, 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, sont demeurées stables au Canada, par suite principalement de la baisse du prix du gaz naturel, annulée en partie par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain. 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 kpi³, soit de 40 %, pour l'exercice 2006, en raison surtout de la diminution de la taxe à la production et de la taxe de séparation sur les biens au Colorado.

Pour 2006, les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 0,08 \$ le kpi³, soit de 17 %, par rapport à l'exercice précédent, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir de puits en exploitation à Piceance, à East Texas et dans certains autres biens au Colorado, et de la baisse des prix du gaz naturel.

Pour 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien se sont accrues de 18 %, soit de 0,12 \$ le kpi³, par rapport à celles de 2005, à la suite du renforcement du dollar canadien par rapport au dollar américain, d'une intensification de l'activité sectorielle, de l'augmentation des taxes foncières et des loyers, des tarifs d'électricité et des salaires et des charges sociales. Pour l'exercice 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 23 %, soit de 0,12 \$ le kpi³, par suite principalement de l'intensification de l'activité sectorielle, de la hausse du prix des produits chimiques, des salaires, des travaux de reconditionnement et des frais de réparation et d'entretien. Pour 2006, l'augmentation des charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis a été partiellement neutralisée par la baisse des charges de rémunération à long terme, comparativement à celles de 2005.

Comparaison de 2005 et de 2004

Durant 2005, le prix réalisé par EnCana pour le gaz naturel s'est établi à 7,46 \$ le kpi³, soit une hausse de 36 %, par rapport à celui de 2004, ce qui correspond à la hausse de 25 % du prix AECO et de 40 % du prix NYMEX. Les pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont établies à environ 377 M\$, soit 0,32 \$ le kpi³, contre quelque 238 M\$, soit 0,22 \$ le kpi³, durant 2004.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 25 %, ou 0,16 \$ le kpi³ pour 2005 en regard de celles de 2004, en raison de la montée du prix du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 48 %, ou 0,15 \$ le kpi³, pour 2005 en regard de ceux de 2004, en raison principalement de la commercialisation de certains volumes de gaz en aval de la tête du puits en 2005, alors qu'ils avaient été commercialisés à la tête du puits en 2004.

Les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 29 %, ou 0,15 \$ le kpi³, supérieures à celles de 2004, surtout en raison de l'intensification de l'activité sectorielle, de l'appréciation du dollar canadien et de la hausse des frais de réparation et d'entretien et des coûts de rémunération à long terme. Aux États-Unis, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel pour 2005 ont dépassé de 43 %, ou 0,16 \$ le kpi³, celles de 2004 par suite surtout de l'accroissement de la main-d'œuvre, de la hausse des coûts de rémunération à long terme, de l'intensification de l'activité sectorielle et du plus grand nombre de travaux de reconditionnement.

Résultats unitaires – pétrole brut		Amérique du Nord			
Exercices terminés les		2006		2005	
31 décembre		en regard		en regard	
(en \$ par baril)	2006	de 2005	2005	de 2004	2004
Prix ¹⁾	41,83 \$	22 %	34,15 \$	22 %	27,92 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	0,77	33 %	0,58	41 %	0,41
Transport et vente	1,40	17 %	1,20	13 %	1,06
Exploitation	9,09	26 %	7,23	21 %	6,00
Prix net	30,57 \$	22 %	25,14 \$	23 %	20,45 \$
Volume des ventes de pétrole brut (b/j)	130 497	-	130 418	(7) %	140 379

¹⁾ Compte non tenu de l'incidence des opérations de couvertures réalisées.

Comparaison de 2006 et de 2005

Pour l'exercice 2006, la hausse du prix moyen du pétrole brut vendu par EnCana en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a fait suite à l'augmentation de 23 % du prix de pétrole brut de référence WCS par rapport à celui de l'exercice précédent. Au cours de l'exercice 2006, les pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du pétrole brut se sont élevées à environ 187 M\$, soit 3,32 \$ par baril, contre des pertes d'environ 295 M\$, soit 5,18 \$ par baril, pour 2005. La réduction des pertes réalisées sur les couvertures pour 2006 est attribuable au prix fixe et aux instruments de couverture de position vendeur négociés à des prix plus élevés que pour 2005, ainsi qu'à la hausse du prix du pétrole en Amérique du Nord par rapport à 2005.

Les ventes de pétrole lourd de l'exercice 2006 ont augmenté légèrement, représentant environ 66 % des ventes totales de pétrole contre 64 % pour 2005. Cette augmentation est avant tout attribuable à la production accrue de pétrole lourd tiré des biens de Foster Creek, neutralisée en partie par le versement de redevances depuis que le bien Pelican Lake a atteint la rentabilité en avril 2006 et à la diminution du rendement des gisements classiques.

Pour 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 33 %, soit de 0,19 \$ par baril, par rapport à l'exercice précédent, par suite principalement de l'accroissement de la production tirée des biens Weyburn et Senlac, en Saskatchewan, qui sont assujettis à la taxe à la production sur les terres libres de toute servitude et à l'impôt sur les ressources de la Saskatchewan, de la montée du dollar canadien et de l'incidence de la hausse des prix en général.

Pour l'exercice 2006, les charges unitaires de transport et de cession de pétrole brut en Amérique du Nord se sont accrues de 17 %, soit de 0,20 \$ par baril, par rapport à celles de l'exercice 2005, en raison principalement de la proportion accrue de pétrole brut lourd canadien livré sur la côte américaine du golfe du Mexique en vue d'obtenir des prix de vente plus élevés et de la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les frais de transport et de vente du pétrole brut tiennent aussi compte du coût des condensats achetés pour la fluidification du bitume, qui totalise 458 M\$ (307 M\$ pour 2005, 232 M\$ pour 2004), mais n'entre pas dans le calcul des charges unitaires de transport et de vente.

Au cours de l'exercice 2006, les charges d'exploitation unitaires du pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 26 %, soit de 1,86 \$ par baril, par rapport à celles de l'exercice 2005, par suite principalement des travaux de reconditionnement à Foster Creek, de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la hausse des tarifs d'électricité, de l'ajustement des données d'un exercice antérieur attribuable à un bien non exploité, de l'intensification de l'activité sectorielle et de la diminution de la production à Pelican Lake, en raison du versement de redevances durant le deuxième trimestre de 2006. La proportion accrue de pétrole brut tiré des installations de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGVM »), dont les frais d'exploitation sont supérieurs à ceux des autres biens d'EnCana, a aussi entraîné l'accroissement général des charges d'exploitation unitaires du pétrole brut.

Comparaison de 2005 et de 2004

La hausse du prix moyen du pétrole brut pour 2005, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, répercute la hausse de 37 % du prix de référence WTI pour 2005 par rapport à 2004. Cette hausse est contrebalancée en partie par l'élargissement de l'écart de prix du brut entre le prix WTI et le prix Bow River (jusqu'à environ 53 %). Les pertes réalisées sur les opérations de couverture du prix de marchandises en Amérique du Nord au titre du pétrole brut se sont chiffrées à environ 295 M\$, ou 5,18 \$ par baril de LGN pour 2005, contre 431 M\$ environ, ou 7,08 \$ par baril de LGN pour 2004.

Les ventes de pétrole lourd ont augmenté de 64 % pour l'ensemble des ventes de pétrole pour 2005, contre 60 % pour 2004. Cette augmentation est attribuable en grande partie à la hausse de la production de pétrole lourd provenant de la propriété Pelican Lake, jumelée à la cession de biens non essentiels de production de pétrole léger et moyen classique au cours de 2004 et de 2005.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production nord-américaine ont augmenté de 41 %, ou 0,17 \$ par baril, pour 2005 en regard de 2004 en raison principalement de l'augmentation des prix.

Les charges unitaires au titre des frais de transport et de vente du pétrole brut en Amérique du Nord pour 2005 ont augmenté de 13 %, ou 0,14 \$ par baril, en raison surtout de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la hausse des tarifs entrée en vigueur en juillet 2005.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires au titre du pétrole brut ont augmenté de 21 %, ou 1,23 \$ par baril, pour 2005 par rapport à 2004, par suite essentiellement de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, des frais de reconditionnement, des frais de réparation et d'entretien, du coût du carburant et de la charge de rémunération à long terme. En outre, la hausse du volume de pétrole brut provenant des projets de DGMV, qui comportent des charges d'exploitation plus élevées que les autres biens d'EnCana, a résulté en l'accroissement global des charges d'exploitation unitaires du pétrole brut.

Résultats unitaires – LGN		Canada				
Exercices terminés les						
31 décembre						
(en \$ par baril)	2006	2006 en regard de 2005	2005	2005 en regard de 2004	2004	
Prix ¹⁾	51,12 \$	16 %	44,24 \$	41 %	31,43 \$	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	
Transport et vente	0,67	60 %	0,42	2 %	0,41	
Prix net	50,45 \$	15 %	43,82 \$	41 %	31,02 \$	
Volume des ventes de LGN (b/j)	11 713	(2) %	11 907	(11) %	13 452	

Résultats unitaires – LGN		États-Unis				
Exercices terminés les						
31 décembre						
(en \$ par baril)	2006	2006 en regard de 2005	2005	2005 en regard de 2004	2004	
Prix ¹⁾	56,33 \$	16 %	48,36 \$	36 %	35,43 \$	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	4,19	(14) %	4,86	27 %	3,82	
Transport et vente	0,01	-	0,01	-	-	
Prix net	52,13 \$	20 %	43,49 \$	38 %	31,61 \$	
Volume des ventes de LGN (b/j)	12 494	(9) %	13 675	9 %	12 586	

¹⁾ Compte non tenu de l'incidence des opérations de couvertures réalisées.

Comparaison de 2006 et de 2005

Pour 2006, l'augmentation du prix obtenu pour les LGN, par rapport à celui de 2005, a suivi de façon générale la hausse du prix du pétrole WTI.

Pour 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN au Canada ont augmenté de 60 %, soit de 0,25 \$ par baril, par rapport à 2005, par suite de l'accroissement des volumes transportés par la route et des tarifs plus élevés du transport routier attribuables à l'inflation à Bighorn et à certains biens en Colombie-Britannique.

Pour l'exercice 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN aux États-Unis ont diminué de 14 %, soit de 0,67 \$ par baril, par suite principalement de la baisse enregistrée de la taxe à la production et de la taxe de séparation visant les biens au Colorado.

Le volume des ventes de LGN aux États-Unis a reculé de 9 % du fait de la baisse normale du rendement de certains biens au Colorado qui produisent une proportion élevée de liquides de gaz naturel.

Comparaison de 2005 et de 2004

L'augmentation du prix réalisé pour les LGN durant 2005 correspond de manière générale au prix WTI élevé du pétrole.

Pour 2005, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 27 %, ou 1,04 \$ par baril, par rapport à celles de 2004, en raison de l'augmentation du prix des LGN.

Amortissement et épuisement – activités en amont

Comparaison de 2006 et de 2005

La charge d'amortissement et d'épuisement de l'exercice 2006 a augmenté de 337 M\$, soit de 13 %, par rapport à celle de l'exercice 2005 pour les motifs suivants :

- le volume des ventes a augmenté de 3 % en Amérique du Nord;
- les taux d'amortissement et d'épuisement se sont établis à 1,91 \$ le kpi³e pour l'exercice 2006, contre 1,72 \$ le kpi³e pour l'exercice 2005. Les taux ont été plus élevés durant 2006 par suite de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation des frais de mise en valeur futurs, facteurs qui ont été en partie annulés par l'incidence de la cession des activités dans le golfe du Mexique en mai 2005;
- pour 2006, la charge d'amortissement et d'épuisement comportait des pertes de valeur de 6 M\$ relatives à des projets d'exploration au Moyen-Orient, comparativement à des pertes de valeur de 7 M\$ pour 2005.

Comparaison de 2005 et de 2004

Pour 2005, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est accrue de 417 M\$, ou 18 %, pour les raisons suivantes :

- le volume des ventes a augmenté de 5 % en Amérique du Nord;
- les taux d'amortissement et d'épuisement se sont établis à 1,72 \$ le kpi³e pour 2005, contre 1,53 \$ le kpi³e pour 2004. L'augmentation des taux pour 2005 s'explique par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et la hausse des frais de mise en valeur futurs, compensées en partie par la cession au cours de 2005 des activités dans le golfe du Mexique;
- la charge d'amortissement et d'épuisement pour 2005 comportait des pertes de valeur de 7 M\$ relativement à des projets d'exploration au Yémen et dans d'autres régions.

Optimisation des marchés

Résultats financiers
Exercices terminés les
31 décembre

(en millions de dollars)	2006	2006 en regard de 2005	2005	2005 en regard de 2004	2004
Produits	3 007 \$	(30) %	4 267 \$	33 %	3 200 \$
Charges					
Transport et vente	16	23 %	13	(28) %	18
Exploitation	62	(27) %	85	15 %	74
Produits achetés	2 862	(31) %	4 159	35 %	3 092
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	67	570 %	10	(38) %	16
Amortissement et épuisement	12	50 %	8	(83) %	47
Bénéfice sectoriel (perte)	55 \$	2,650 %	2 \$	106 %	(31) \$

Comparaison de 2006 et de 2005

Pour l'exercice 2006, les résultats du secteur de l'optimisation des marchés comprennent des produits de 21 M\$ tirés de la production d'électricité (1 M\$ pour 2005; (6) M\$ pour 2004), qui correspondent au prix très élevé du réseau d'énergie commun avec la province de l'Alberta que la société a obtenu pour l'électricité produite par sa centrale électrique Cavalier, dont elle possède la propriété exclusive, et par sa centrale électrique Balzac, dans laquelle elle détient une participation de 50 %.

Le 1^{er} janvier 2006, EnCana a adopté les recommandations de l'abrégé (« EITF ») 04-13, intitulé Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty. Cet abrégé porte sur la comptabilisation, sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, des achats et des ventes de stocks conclus simultanément avec la même partie contractante. Cette modification a été adoptée avec effet prospectif et n'a pas d'incidence sur le résultat net des exercices visés par le présent rapport de gestion. Ces opérations d'achat et de vente permettent à la société d'optimiser le transport ou de remplir des obligations prévues dans des ententes de commercialisation. L'adoption de cette convention par EnCana a entraîné la réduction de 3 238 M\$ des produits constatés et du coût des marchandises achetées pour l'exercice 2006.

Les produits et les charges liés aux produits achetés ont enregistré, avant compensation, une hausse pour 2006. Cette hausse s'explique par les opérations d'achat et de vente conclues avec des tiers par suite de la cession de l'usine de LGN Empress à un tiers à la fin de 2005. Pour 2006, cette activité supplémentaire visant à faciliter la circulation du gaz de la société par l'usine Empress a totalisé environ 1,9 G\$.

Comparaison de 2005 et de 2004

Les produits et les charges liés aux produits achetés ont enregistré une hausse pour 2005 en regard de 2004 par suite de la montée du prix des marchandises alors que le volume d'optimisation de tiers est demeuré relativement stable d'une année sur l'autre.

Activités non sectorielles

Résultats financiers			
Exercices terminés les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2006	2005	2004
Produits	2 050 \$	(466) \$	(197) \$
Charges			
Exploitation	(12)	2	(1)
Amortissement et épuisement	75	73	61
Bénéfice sectoriel (perte)	1 987 \$	(541) \$	(257) \$
Administration	271	268	197
Intérêts, montant net	396	524	398
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	50	37	22
(Gain) perte de change, montant net	14	(24)	(412)
Rémunération à base d'actions, options sur actions	-	15	17
(Gain) à la cession de participations	(323)	-	(59)

Les produits des activités non sectorielles de l'exercice 2006 comprennent des gains latents de 2 050 M\$, établis en fonction de la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut), comparativement à des pertes latentes de 466 M\$, établies à la valeur de marché, pour 2005 (198 M\$ pour 2004). La réduction de 12 M\$ des charges d'exploitation pour 2006 s'explique par des gains latents établis en fonction de la valeur du marché liés à des contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité conclus au quatrième trimestre de 2006.

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

Résultats financiers			
Exercices terminés les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2006	2005	2004
Activités poursuivies			
Gaz naturel	1 910 \$	(494) \$	(21) \$
Pétrole brut	140	28	(177)
	2 050	(466)	(198)
Charges	(10)	3	(7)
	2 060	(469)	(191)
Charge d'impôts sur les bénéfices	703	158	74
Gains (pertes) évalués à la valeur du marché, après impôts	1 357 \$	(311) \$	(117) \$

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 décembre 2006, la courbe des prix à terme du WTI pour le reste de 2007 était pratiquement la même qu'au 31 décembre 2005, s'établissant à 65,02 \$ le baril, tandis que le gaz naturel a régressé de 32 % pour se fixer à 6,97 \$ le kpi³ de gaz naturel sur la NYMEX.

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

Comparaison de 2006 et de 2005

Les frais d'administration de l'exercice 2006 ont été comparables à ceux de l'exercice 2005, par suite de l'augmentation des frais liés aux bureaux, de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation des frais généraux, compensés par la diminution des charges de rémunération à long terme qui découlent du prix de l'action ordinaire d'EnCana. Pour 2006, les frais d'administration se sont chiffrés à 0,17 \$ le kpi³e, comparativement à 0,18 \$ le kpi³e pour 2005.

Pour 2006, les intérêts débiteurs ont diminué de 128 M\$, par rapport à ceux de 2005 par suite de la charge non récurrente de 121 M\$ engagée pour 2005 pour rembourser divers billets à moyen terme et de la baisse de la dette moyenne en cours durant 2006 résultant des remboursements effectués au moyen du produit des cessions relatives aux participations dans le pipeline Entrega, en Équateur, au Brésil et dans des activités de stockage de gaz naturel.

Le gain à la cession réalisé pour 2006 se rapporte à la cession du gisement de pétrole lourd Chinook découvert au large des côtes du Brésil durant le troisième trimestre et à la cession de Entrega Pipeline durant le premier trimestre.

Comparaison de 2005 et de 2004

Les frais d'administration se sont accrus de 71 M\$ pour 2005 en regard de ceux de 2004. L'augmentation résulte de la hausse des charges de rémunération à long terme qui sont étroitement liées au cours de l'action ordinaire d'EnCana et de la fluctuation du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Les frais d'administration ont représenté environ 0,18 \$ le kpi³e pour 2005, en regard de 0,14 \$ le kpi³e pour 2004.

Pour 2005, les intérêts débiteurs ont augmenté par suite de l'inscription de la charge de 121 M\$ (79 M\$ après impôts) au remboursement de certains billets à moyen terme. La dette à long terme totale d'EnCana a diminué de 1 154 M\$ pour atteindre 6 776 M\$ au 31 décembre 2005, contre 7 930 M\$ au 31 décembre 2004.

Le gain de change de 24 M\$ pour 2005 comprend une somme de 113 M\$ (92 M\$ après impôts) attribuable à 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. 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 de l'exercice. 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 des passifs monétaires d'EnCana.

Impôts sur les bénéfices

Comparaison de 2006 et de 2005

Pour 2006, le taux d'imposition effectif s'est établi à 27,3 %, contre 30,8 % pour 2005. Cette baisse est attribuable en grande partie à une diminution de 457 M\$ de la charge d'impôts futurs à la suite de réductions des taux d'imposition des sociétés de l'Alberta et du gouvernement fédéral du Canada qui sont entrées en vigueur au cours du deuxième trimestre de 2006. Le taux d'imposition fédéral de 22,1 % doit être ramené à 19 % de 2008 à 2010. Le taux d'imposition de l'Alberta est passé de 11,5 % à 10,0 % le 1^{er} avril 2006.

Les impôts payés inclus dans les flux de trésorerie de 2006 se sont élevés à 893 M\$ contre 626 M\$ pour 2005. Cette augmentation s'explique par l'accroissement du bénéfice au Canada attribuable à des prix plus élevés obtenus durant 2005, mais qui sont comptabilisés dans l'exercice 2006 aux fins des impôts. Des impôts supplémentaires de 49 M\$ ont été payés au cours de l'exercice 2006 à la suite de la cession des activités du Brésil, contre des impôts de 578 M\$ payés au deuxième trimestre de 2005 relativement à la cession des activités dans le golfe du Mexique. Ces montants ont été inscrits dans l'état consolidé des flux de trésorerie au titre des activités d'investissement.

Comparaison de 2005 et de 2004

Pour 2005, le taux d'imposition réel s'est établi à 30,8 %, contre 23,2 % pour 2004. La charge d'impôts de 2005 a été réduite par l'avantage net de la valeur fiscale conservée sur des cessions de 68 M\$ (169 M\$ pour 2004). Le taux d'imposition effectif de 2004 traduit une diminution de 109 M\$ des impôts futurs résultant de la réduction du taux d'imposition de l'Alberta, qui est passé de 12,5 % à 11,5 %.

Les impôts sur les bénéfices exigibles de l'exercice 2005 se sont chiffrés à 1 204 M\$, en regard de 559 M\$ pour 2004; une tranche de 578 M\$ de cette hausse s'explique par la cession des avoirs du golfe du Mexique et est présentée comme une sortie de fonds dans les activités d'investissement dans l'état des flux de trésorerie. Le solde de 626 M\$ a été inclus dans les flux de trésorerie.

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent dans la note 8 afférente aux états financiers consolidés. 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;
- des éléments comme la déduction relative aux ressources et les paiements à la Couronne non déductibles, dont les traitements fiscal et comptable sont différents.

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2006	2005	2004
Activités en amont	6 151 \$	6 202 \$	4 343 \$
Optimisation des marchés	44	197	10
Activités non sectorielles	74	78	46
Total des dépenses en immobilisations de base	6 269 \$	6 477 \$	4 399 \$
Acquisitions	331	448	2 699
Cessions	(689)	(2 523)	(1 456)
Activités abandonnées	(2 647)	(305)	(1 436)
Dépenses en immobilisations, montant net	3 264 \$	4 097 \$	4 206 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 ont été financées par les flux de trésorerie.

Dépenses en immobilisations liées aux activités en amont

Comparaison de 2006 et de 2005

Pour 2006, les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources de la société en Amérique du Nord. Les dépenses en immobilisations pour le gaz naturel visent surtout la mise en valeur continue des principales zones de ressources de la société de Cutbank Ridge et de Bighorn au Canada, ainsi que de Piceance, de Jonah, d'East Texas et de Fort Worth aux États-Unis. Pour l'exercice 2006, les dépenses en immobilisations pour le pétrole brut visent surtout le prolongement des projets DGMV à Foster Creek et à Christina Lake et la mise en valeur de la nouvelle zone de ressources Borealis.

Au cours de l'exercice 2006, les dépenses en immobilisations de base liées aux activités en amont ont diminué de 51 M\$, par rapport à celles de 2005 pour les raisons suivantes :

- Les dépenses en immobilisations pour les activités fondamentales au Canada ont diminué de 392 M\$. Cette diminution a été annulée en partie par l'écart de conversion de 257 M\$ des coûts liés au change et s'est établi, en montant net, à 135 M\$. La diminution est attribuable aux facteurs suivants :
 - les coûts liés à la cession de terres publiques et autres terrains ont été inférieurs de 260 M\$, ou 68 %, à ceux de 2005, exercice qui avait été marqué par d'importants achats de terrains;
 - les frais de forage et d'achèvement de puits supplémentaires ont baissé de 307 M\$, ou 13 %, par suite de la diminution du nombre total de puits forés par rapport à 2005;
 - les frais d'aménagement se sont accrus de 199 M\$, ou 16 %, en raison surtout des frais liés à la poursuite des agrandissements des usines de Foster Creek et de Christina Lake, et de la construction des usines à gaz Steeprock et Kakwa à Cutbank Ridge et à Bighorn, respectivement;

- au Canada, la société a foré 3 009 puits nets durant 2006, contre 4 038 durant 2005. Cette diminution découle de la décision de la société de réduire les activités de forage par suite de l'augmentation des coûts sectoriels et de la nouvelle réglementation concernant les essais d'eau aux puits de CBM qui ont retardé le forage. Dans divers endroits, la société a concentré les dépenses en immobilisations vers les travaux de remise en production et de raccordement de puits existants plutôt que vers le forage de nouveaux puits étant donné le contexte actuel en matière de prix.
- Les dépenses en immobilisations pour les activités fondamentales aux États-Unis ont augmenté de 79 M\$ pour s'établir à 2 061 M\$, par suite principalement de frais de forage et d'achèvement de puits supplémentaires à Fort Worth liés à la mise en valeur de la zone Barnett Shale, de l'intensification de l'activité à Jonah après que le Bureau of Land Management Record of Decision eut autorisé la poursuite de la mise en valeur du gisement et le forage de plusieurs puits de gaz profonds dans la formation Deep Bossier de East Texas. Le nombre de puits nets forés a augmenté légèrement, passant de 617 durant 2005 à 639 durant 2006.

Comparaison de 2005 et de 2004

Les dépenses en immobilisations de 2005 visent surtout la prospection de zones de ressources, les programmes de forage et l'agrandissement des installations en Amérique du Nord. Les dépenses en immobilisations pour le gaz naturel visent surtout la mise en valeur continue des principales zones de ressources de la société de Greater Sierra, de Cutbank Ridge, de CBM Integrated et de Shallow Gas, au Canada, et de Piceance, de Jonah, d'East Texas et de Fort Worth aux États-Unis. Les dépenses en immobilisations pour le pétrole brut pour 2005 visent surtout le prolongement des projets DGMV à Foster Creek et Christina Lake, le programme d'injection d'eau au projet Pelican Lake, en Alberta, et à Weyburn, en Saskatchewan. Les dépenses visent également la prospection et la mise en valeur de nouvelles ressources à Bighorn et à Borealis.

L'augmentation de 1,9 G\$ des dépenses en immobilisations des activités en amont durant 2005 en regard de 2004 est attribuable principalement à ce qui suit :

- Les dépenses en immobilisations pour les activités fondamentales au Canada se sont accrues d'environ 1,1 G\$ pour s'établir à 4,2 G\$, compte tenu du montant approximatif de 219 M\$ lié à la fluctuation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, ainsi qu'aux facteurs suivants :
 - des coûts à la cession de terres publiques et d'autres coûts liés aux terrains totalisant 274 M\$ de plus qu'à l'exercice précédent ont été engagés durant 2005, surtout en raison du prix très élevé des terres;
 - les coûts de forage et d'achèvement ont augmenté de 608 M\$ pour 2005 en raison de la hausse des frais des activités de soutien par suite de l'intensification de l'activité sectorielle;
 - les coûts des activités de soutien aux installations ont progressé de 113 M\$ pour 2005 surtout à cause de l'agrandissement de Foster Creek, qui s'est terminé au quatrième trimestre de 2005;

- au Canada, la société a foré 4 038 puits nets durant 2005 contre 4 385 puits nets durant 2004. Cette baisse de 8 % est surtout attribuable au nombre moins élevé de puits de gaz peu profonds forés dans les parties méridionale et centrale de l'Alberta par suite de délais attribuables aux mauvaises conditions climatiques au cours de l'été et de la pénurie de personnel par suite du niveau record de l'activité sectorielle.
- Pour 2005, les dépenses en immobilisations pour les activités fondamentales aux États-Unis ont augmenté de 0,7 G\$ pour atteindre 2 G\$. Cette hausse s'explique principalement par les coûts plus élevés de forage et d'achèvement. Aux États-Unis, la société a foré 617 puits nets durant 2005, contre 534 durant 2004, soit un accroissement de 16 %. Les activités de forage visaient surtout la mise en valeur continue des principales ressources de Jonah, de Piceance, de Fort Worth et d'East Texas.

Côte est du Canada

EnCana poursuit sa planification du projet Deep Panuke. En juin 2006, EnCana et la province de la Nouvelle-Écosse ont conclu un accord (« Offshore Strategic Energy Agreement ») établissant le cadre d'aménagement possible du gisement extracôtier de gaz naturel Deep Panuke. En novembre 2006, EnCana a déposé une demande de mise en valeur auprès de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE) contenant un rapport d'évaluation environnementale. La société a aussi déposé auprès de l'Office national de l'énergie (ONE) une demande d'autorisation visant la construction et l'exploitation d'un pipeline extracôtier. Les audiences de l'examen public du projet devant l'OCNHE et l'ONE devraient commencer le 5 mars 2007, à Halifax, en Nouvelle-Écosse. Il est prévu qu'elles se poursuivent quelques semaines.

Brésil

EnCana détient des participations non exploitées dans dix blocs d'exploration extracôtiers en eau profonde et très profonde au large du Brésil. Neuf de ces blocs sont exploités par Petrobras, la société pétrolière d'État du Brésil. Au cours de 2006, EnCana et ses associés ont foré un puits d'essai dans le bassin Campos.

Tchad

Pour 2006, le programme de dépenses en immobilisations d'EnCana au Tchad portait sur le forage de cinq puits d'essai et la réalisation de plusieurs relevés sismiques. Au troisième trimestre de 2006, EnCana a pris la décision de se départir de ses actifs dans ce pays. Le 12 janvier 2007, la société a annoncé qu'elle a vendu toutes les participations qu'elle détenait dans des actifs d'exploration au Tchad pour quelque 203 M\$, sous réserve d'ajustements postérieurs à la conclusion de la vente, et que l'opération se soldera par un gain.

France

En février 2006, un permis exclusif de recherche d'hydrocarbures, le « permis de Foix », a été attribué à une filiale d'EnCana qui pourra procéder à des recherches dans le bassin situé au large de l'Aquitaine, dans le sud-ouest de la France. EnCana prévoit lancer un programme d'exploration de deux puits en 2007, afin d'établir le potentiel de mise en valeur d'une zone de ressources de gaz naturel.

Dépenses en immobilisations visant à l'optimisation des marchés

Durant 2006 et 2005, ces dépenses ont surtout servi à achever la construction du pipeline Entrega avant la vente conclue en février 2006.

Dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles

Les dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles ont généralement trait aux systèmes informatiques et aux améliorations locatives. En outre, des coûts de 37 M\$ ont été engagés pour 2006 (36 M\$ pour 2005) pour acquérir des terrains et construire 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 complexes 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. EnCana prévoit comptabiliser le bail à titre de contrat de location-acquisition.

Acquisitions, cessions et activités abandonnées

Les acquisitions ont porté sur des biens peu importants au cours de 2006 et 2005. Quant aux cessions, elles ont donné lieu à la vente, au cours de 2006, de Entrega Pipeline, au Colorado, et de la participation dans un gisement de pétrole découvert au Brésil, ainsi qu'à la cession des actifs du golfe du Mexique et d'autres biens peu importants au cours de 2005.

Les activités abandonnées comprennent la cession des actifs d'EnCana en Équateur et des activités de stockage de gaz naturel (points traités 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 consenties avant les opérations de vente.

Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel

Réserves prouvées par pays Prix constants après redevances	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)					
	31 décembre	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004	2004
Canada		7 028	8 %	6 517	12 %	5 824
États-Unis		5 390	2 %	5 267	14 %	4 636
Équateur		-	-	-	-	-
Total		12 418	5 %	11 784	13 %	10 460

Réserves prouvées par pays Prix constants après redevances	Pétrole brut et LGN ¹⁾ (en millions de barils)					
	31 décembre	2006	Variation 2006-2005	2005	Variation 2005-2004 ²⁾	2004
Canada		1 079,4	16 %	932,5	48 %	629,6
États-Unis		54,0	2 %	53,1	(42) %	91,0
Équateur		-	(100) %	135,0	(6) %	143,3
Total		1 133,4	1 %	1 120,6	30 %	863,9

¹⁾ Le pétrole brut et les LGN incluent le condensat.

²⁾ Les prix à la fin de l'exercice 2005 ont permis la réintégration de 362,7 millions de barils qui avaient été retranchés au titre des révisions du prix du bitume à la fin de l'exercice 2004.

Chaque année, EnCana retient les services d'experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves et leur demande de préparer des rapports pour l'ensemble de ses réserves de pétrole et de gaz naturel. La société a un comité d'évaluation des réserves formé de membres indépendants du conseil d'administration, qui étudie les compétences et la nomination des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. Le comité examine en outre la procédure suivie pour la communication des informations aux experts. La communication par EnCana des données relatives aux réserves est couverte par le Règlement 51-101, modifié par un document de décision en vertu du Régime d'examen concerté, daté du 16 décembre 2003, qui permet l'adoption des normes d'information des États-Unis, y compris celles portant sur la conformité aux pratiques et aux procédures de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et aux exigences en matière d'information sur les réserves du

Financial Accounting Standards Board (« FASB »). Ces normes exigent que les réserves soient estimées au moyen du prix au gisement d'une journée de la marchandise à la date de l'évaluation – dans le cas présent, le 31 décembre 2006.

Rapprochement des réserves prouvées par pays

Prix constants après redevances	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et LGN ¹⁾ (en millions de barils)			Total
	Canada	É.-U.	Total	Canada	É.-U.	Équateur ³⁾	
31 décembre 2006							
Au début de l'exercice	6 517	5 267	11 784	932,5	53,1	135,0	1 120,6
Révisions et amélioration de la récupération	301	(88)	213	(39,0)	(1,1)	-	(40,1)
Extensions et découvertes	1 014	606	1 620	238,7	6,4	-	245,1
Acquisitions	-	68	68	-	0,3	-	0,3
Cessions	(6)	(32)	(38)	(0,1)	-	(130,6)	(130,7)
Production	(798)	(431)	(1 229)	(52,7)	(4,7)	(4,4)	(61,8)
À la fin de l'exercice	7 028	5 390	12 418	1 079,4 ²⁾	54,0	-	1 133,4

¹⁾ Les réserves de pétrole brut et de LGN incluent celles de condensat.

²⁾ À compter du 2 janvier 2007, les activités Foster Creek et Christina Lake représentent les actifs en amont apportés par la société à l'entreprise intégrée à parts égales créée avec ConocoPhillips. Les réserves liées à ces biens revenant à la société ont été réduites de 398 millions de barils.

³⁾ Les activités en Équateur ont été vendues le 28 février 2006.

Gaz naturel

Les réserves de gaz naturel prouvées d'EnCana au 31 décembre 2006 ont totalisé 12 418 Gpi³. Environ 152 % de la production a été remplacée par de nouvelles réserves durant 2006. Les extensions et les découvertes résultant des programmes d'investissement fructueux en dépenses d'exploration et de mise en valeur ont atteint 1 620 Gpi³. Les révisions à la hausse de 213 Gpi³ représentent moins de 2 % des réserves de gaz naturel au début de 2006. Au Canada, les révisions à la hausse de 301 Gpi³ (ou 5 % du solde d'ouverture) sont surtout attribuables à CBM. Aux États-Unis, les révisions à la baisse ont atteint 88 Gpi³ (ou moins de 2 % des réserves de gaz naturel au début de 2006), et résultent principalement de l'élimination de réserves prouvées non mises en valeur dans le cadre de l'atténuation prévue des activités de forage. Les acquisitions et les cessions représentent moins de 1 % du solde d'ouverture des réserves de gaz naturel.

Pétrole brut et LGN

Les réserves de pétrole brut et de LGN prouvées de la société se sont établies à 1 133 millions de barils au 31 décembre 2006. Les nouvelles réserves ont remplacé plus de 357 % de la production. Les extensions et les découvertes ont atteint 245 millions de barils, tandis que les révisions à la baisse se sont chiffrées à 40 millions de barils (ou 4 % du solde d'ouverture). Plus de 90 % des extensions et des découvertes, soit 226 millions de barils, provenaient de Christina Lake et de Foster Creek. Une révision à la baisse de quelque 67 millions de barils des réserves nettes de pétrole à Foster Creek s'explique par un taux moyen de redevances plus élevé, le prix au gisement au 31 décembre 2006 ayant pratiquement doublé par rapport à celui établi à la fin de l'exercice précédent. Cette révision à la baisse a été neutralisée en partie par des révisions à la hausse ailleurs au Canada. Les variations des réserves attribuables aux acquisitions et aux cessions liées aux activités poursuivies au cours de l'exercice 2006 ont été négligeables. Depuis la création, le 2 janvier 2007, de l'entreprise intégrée de mise en valeur des sables bitumineux, ConocoPhillips et EnCana détiennent chacune une participation de 50 % dans les activités en amont de Foster Creek et de Christina Lake ainsi que dans les raffineries de Wood River et Borger. Dans la foulée de cette opération, les réserves prouvées de pétrole estimées de la société ont été réduites de 398 millions de barils en contrepartie d'une participation de 50 % dans les deux raffineries.

Activités abandonnées

Les activités abandonnées figurant dans les états financiers consolidés comprennent :

- Équateur
- Royaume-Uni
- Activités médianes

Le bénéfice net qu'EnCana a tiré des activités abandonnées s'est élevé à 601 M\$ pour 2006, contre 597 M\$ pour 2005, et tient compte de gains réalisés sur les opérations de couverture de 7 M\$ après impôts et de gains latents sur les opérations de couverture de 13 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, 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, 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.

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	2004
Volume des ventes			
Pétrole brut (<i>en b/j</i>)	12 366	71 065	77 993
(en millions de dollars)			
Bénéfice net (perte) tiré des activités abandonnées ¹⁾	(279) \$	131 \$	(33) \$
Dépenses en immobilisations ²⁾	(1 116)	179	240

¹⁾ Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement au titre des activités en Équateur n'a pas été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats au titre des activités abandonnées. Les montants comptabilisés au titre de la charge d'épuisement et d'amortissement pour 2006 et pour 2005 représentent des charges portées en diminution de la valeur comptable nette des activités en Équateur afin de tenir compte de la meilleure estimation de la direction de l'écart entre le prix de vente et la valeur comptable sous-jacente des investissements connexes, tel qu'il est exigé en vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada.

²⁾ Les dépenses en immobilisations de 2006 comprennent le produit net de cessions de 1,4 G\$, moins la demande d'indemnisation réglée au cours du troisième trimestre.

Comparaison de 2006 et de 2005

La cession des activités en Équateur s'est soldée par une perte nette au titre des activités abandonnées pour 2006, alors que, pour 2005, un bénéfice net avait été tiré des activités.

Comparaison de 2005 et de 2004

La production de 2005 a atteint en moyenne 72 916 b/j, en baisse de 5 % en regard de 2004. Pour 2005, le volume des ventes a diminué de 9 % pour s'établir à 71 065 b/j en moyenne, par suite de la baisse de la production à Tarapoa et au bloc 15 ainsi que du passage de la position d'enlèvements excédentaires à la fin de 2004 à des enlèvements déficitaires au 31 décembre 2005.

Les charges au titre des taxes à la production et des impôts miniers ont atteint 70 M\$ de plus pour 2005 que pour 2004. La hausse s'explique par l'augmentation du prix réalisé sur le volume des ventes du bloc de Tarapoa, annulée en partie par la diminution du volume des ventes de ce bloc. EnCana doit verser au gouvernement de l'Équateur un pourcentage des produits tirés de ce bloc qui est fondé sur le prix obtenu et le prix de référence.

Royaume-Uni

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	2004
Volume des ventes			
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)	-	-	30
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	-	-	14 128
LGN (<i>b/j</i>)	-	-	1 845
Total (<i>bep/j</i>)	-	-	20 973
(en millions de dollars)			
Bénéfice net tiré des activités abandonnées ¹⁾	5 \$	35 \$	1 338 \$
Dépenses en immobilisations	-	-	488

¹⁾ Selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement au titre des activités au R.-U. n'a pas été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats au titre des activités abandonnées.

En décembre 2004, une filiale de la société a mené à terme la cession des actifs, de la production et des projets de la partie centrale de la mer du Nord au R.-U. pour une contrepartie nette en espèces d'environ 2,1 G\$; le gain à la vente a été d'environ 1,4 G\$.

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 de la California Public Utilities Commission.

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	2004
(en millions de \$)			
Bénéfice net tiré des activités abandonnées ¹⁾	875 \$	431 \$	118 \$
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations	(1 531)	(484)	(20)

¹⁾ Selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement au titre des activités de stockage de gaz naturel n'a pas été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats au titre des activités abandonnées.

Comparaison de 2006 et de 2005

Le bénéfice net dégagé des activités médianes abandonnées pour 2006 est principalement attribuable au gain de 829 M\$ après impôts réalisé à la cession des activités de stockage de gaz naturel en mai et en novembre 2006. Les montants correspondants pour 2005 comprennent aussi les activités de traitement des LGN, vendues en décembre 2005 pour un gain de 370 M\$ après impôts.

Comparaison de 2005 et de 2004

Le 13 décembre 2005, EnCana a vendu presque toutes ses activités de traitement de LGN pour un produit approximatif de 625 M\$, sous réserve d'ajustements postérieurs à la conclusion de l'opération.

Pour 2005, le bénéfice net tiré des activités médianes abandonnées s'est élevé à 431 M\$, en hausse de 313 M\$ en regard de 2004. Le bénéfice net de 2005 comprend le gain de 370 M\$ à la cession des activités de traitement de liquides de gaz naturel. Le bénéfice net de 2005 a été amputé de 30 M\$ par suite d'ententes de règlement conclues par WD Energy Services Inc., filiale indirecte d'EnCana, relativement à certaines poursuites devant des tribunaux des États de la Californie et de New York, et dont il est plus amplement fait état dans le présent rapport de gestion, sous la rubrique « Obligations contractuelles et éventualités ».

Situation de trésorerie et sources de financement

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2006	2005	2004
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	7 973 \$	7 430 \$	4 591 \$
Activités d'investissement	(3 382)	(4 520)	(4 259)
Activités de financement	(4 294)	(3 396)	163
Déduire le gain de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	-	2	6
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	297 \$	(488) \$	489 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 7 043 M\$ durant 2006, contre 6 962 M\$ durant 2005. La progression de 81 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies durant 2006 est surtout attribuable à la hausse des produits résultant du raffermissement du prix des LGN, aux gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises et à l'augmentation du volume des ventes de gaz naturel, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la baisse du prix du gaz naturel, l'augmentation des charges d'exploitation et la hausse des impôts payés. Au 31 décembre 2006, l'excédent du fonds de roulement s'établissait à 11 M\$, comparativement au déficit de 1 267 M\$ au 31 décembre 2005, en raison principalement de la variation nette de 2 121 M\$ du compte de gestion des risques. 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 nets de trésorerie de 3 382 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement durant 2006, soit une diminution de 1 138 M\$ par rapport à 2005. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 325 M\$ tandis que les impôts payés sur les cessions d'actifs ont baissé de 529 M\$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

Activités de financement

En date du 31 décembre 2006, le total de la dette à long terme avait augmenté de 58 M\$ par rapport à 2005, en raison surtout de l'émission de titres d'emprunts à long terme renouvelables au montant net de 134 M\$, en partie compensée par le remboursement d'un emprunt à long terme à taux fixe de 73 M\$. La dette nette d'EnCana ajustée au titre du fonds de roulement s'établissait à 6 566 M\$ au 31 décembre 2006, contre 7 970 M\$ au 31 décembre 2005. Au cours de l'exercice 2006, EnCana a racheté 85,6 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 4 219 M\$.

Le 9 juin 2006, EnCana Holdings Finance Corp., filiale en propriété exclusive indirecte de la société, a déposé, en vertu du Régime d'information multinational, un prospectus préalable visant l'émission de titres d'emprunt totalisant 2 G\$. Ce prospectus remplace le prospectus préalable précédent déposé par EnCana Holdings Finance Corp. visant un emprunt de 2 G\$ et échu en avril 2006. Aux termes de ce prospectus, des titres d'emprunt libellés en dollars US ou en d'autres devises peuvent être émis de temps à autre, en une ou plusieurs séries. Les titres d'emprunt émis aux termes de ce prospectus sont garantis pleinement et sans condition par EnCana Corporation.

Le 22 septembre 2006 EnCana a déposé, en vertu du Régime d'information multinational, un prospectus préalable visant l'émission de titres d'emprunt totalisant 2 G\$. Ce prospectus remplace le prospectus préalable précédent déposé par EnCana visant un emprunt de 2 G\$ et échu le 16 octobre 2006. Aux termes de ce prospectus, des titres d'emprunt libellés en dollars US ou en d'autres devises peuvent être émis de temps à autre, en une ou plusieurs séries. Au 31 décembre 2006, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées et inutilisées de 2,8 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres à hauteur de 4,4 G\$, sous réserve des conditions du marché.

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 « Positive ».

Ratios financiers 31 décembre	2006	2005
Ratio dette nette/capitaux propres	27 %	33 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	0,6 x	1,1 x

¹⁾ 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.

Données sur les actions en circulation (en millions)	2006	2005 ¹⁾	2004 ¹⁾
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	854,9	900,6	921,2
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	8,6	15,0	19,4
Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des activités)	(85,6)	(55,2)	(40,0)
Actions rachetées (droits à la plus-value liés au rendement)	-	(5,5)	-
Actions ordinaires en circulation à la fin du semestre	777,9	854,9	900,6
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat dilué	836,5	889,2	936,0

¹⁾ Le nombre d'actions ordinaires en circulation avant la division des actions à raison de deux actions pour une a été retraité aux fins de la comparaison.

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 décembre 2006.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 31 décembre 2006, 11,8 millions d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (DAPVA) étaient en cours, et 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 liés 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 donne lieu à l'émission de nouvelles actions ordinaires, tandis que l'exercice du DAPVA donne lieu au versement en espèces par la société. L'exercice de DVAR n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires par la société, les actions ayant été acquises par le truchement d'une fiducie pour le paiement, lorsque les critères de rendement établis sont atteints. Au 31 décembre 2006, 5,5 millions d'actions étaient détenues en fiducie aux fins d'émission en prévision de l'acquisition des DVAR.

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 2006, EnCana a racheté 85,6 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 4 219 M\$ (49,26 \$ l'action). Au 31 décembre 2006, le nombre d'actions ordinaires qu'EnCana sera autorisée à racheter durant 2007 dans le cadre de la présente offre de rachat s'établit à 55,7 millions.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Ces dividendes ont totalisé 304 M\$ pour 2006, 238 M\$ pour 2005 et 183 M\$ pour 2004. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie. Au 31 décembre 2006, le dividende trimestriel versé aux actionnaires s'établissait à 0,100 \$ par action ordinaire (0,075 \$ pour 2005 et 0,050 \$ pour 2004).

Offre de rachat dans le cours normal des activités (en millions)	Nombre d'actions rachetées	
	2006	2005
Offre ayant expiré en octobre 2005	-	55,2
Offre ayant expiré en octobre 2006	61,1	-
Offre expirant en novembre 2007	24,5	-
	85,6	55,2

Obligations contractuelles et éventualités

Obligations contractuelles ¹⁾	Date de paiement prévue					
	(en millions de dollars)	2007	2008 à 2009	2010 à 2011	2012 et après	Total
Dette à long terme ²⁾		257 \$	857 \$	2 260 \$	3 400 \$	6 774 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		44	75	58	5 155	5 332
Transport par pipelines		431	836	791	2 144	4 202
Achats de biens et services		427	509	281	790	2 007
Contrats de location-exploitation ³⁾		52	92	97	237	478
Achats de produits		54	47	24	98	223
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations		75	35	-	38	148
Autres engagements à long terme		13	10	3	-	26
Total		1 353 \$	2 461 \$	3 514 \$	11 862 \$	19 190 \$
Ventes de produits		41 \$	84 \$	85 \$	252 \$	462 \$
Autres engagements		(36) \$	- \$	- \$	- \$	(36) \$

¹⁾ Par ailleurs, la société a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques. Se reporter à la note 18 afférente aux états financiers consolidés. La société a également l'obligation de financer son régime de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi comme il est indiqué dans la note 15 afférente aux états financiers consolidés.

²⁾ Compte non tenu des intérêts (se reporter à la note 12 afférente aux états financiers consolidés).

³⁾ Relatif aux locaux à bureaux.

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 6 774 M\$ au 31 décembre 2006, comprennent une tranche de 1 560 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 de 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 12 afférente aux états financiers consolidés.

En date du 31 décembre 2006, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volume divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 125 Gpi³ au prix moyen pondéré de 3,72 \$ le kpi³. Au 31 décembre 2006, ces opérations représentaient une perte latente de 267 M\$.

Contrats de location

Dans le cours normal de ses activités, EnCana loue des locaux à bureaux pour le 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 8,2 M\$ en règlement du recours déposé par la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis et 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

Modification des principes comptables

Le 1^{er} janvier 2006, la société a adopté les recommandations de l'abrégié No. 04-13 de l'Emerging Issues Task Force (« EITF »), intitulé « Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty ». Depuis le 1er janvier 2006, EnCana comptabilise sur une base nette dans l'état consolidé des résultats les achats et les ventes de stocks conclus simultanément avec la même contrepartie. Cette modification a été adoptée avec incidence prospective et n'a pas d'incidence sur le résultat des exercices visés par le présent rapport de gestion. L'adoption de cette convention a entraîné une réduction de 3 238 M\$ des produits tirés des activités d'optimisation des marchés et du coût des marchandises vendues pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

Prises de position récentes en comptabilité

La société a évalué les prises de position en comptabilité, nouvelles ou mises à jour qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur et a déterminé que les prises de position comptable ci-après pourraient avoir une incidence importante sur ses résultats :

- Le 1^{er} janvier 2007, la société est tenue d'adopter le chapitre 1530, « Résultat étendu », le chapitre 3251, « Capitaux propres », le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et le chapitre 3865, « Couvertures », publiés en janvier 2005 par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA »). En vertu des nouvelles normes, un nouvel état financier, l'état consolidé du résultat étendu, a été adopté pour constater temporairement à l'extérieur de l'état des résultats certains gains et pertes, y compris les écarts de conversion et d'autres montants découlant des variations de la juste valeur. De plus, tous les instruments financiers, y compris les dérivés, devront être portés au bilan consolidé de la société et mesurés dans la majorité des cas à leur juste valeur. Les exigences relatives à la comptabilité de couverture ont également été clarifiées. La société prévoit que les normes sur les instruments financiers et les couvertures n'auront pas d'incidence importante sur ses états financiers consolidés, car elle utilise actuellement la comptabilisation à la valeur de marché pour les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles ou qui ne sont pas désignés comme couvertures.
- À compter du 1^{er} janvier 2007, EnCana est tenue d'adopter le nouveau chapitre 1506 de l'ICCA, « Modifications comptables », qui prévoit la communication de nouvelles informations en ce qui a trait aux changements de méthodes comptables, aux changements d'estimations comptables et aux corrections d'erreurs. Selon cette nouvelle norme, les changements de méthodes comptables doivent être appliqués rétrospectivement à moins qu'il ne soit impraticable (ou autrement autorisé) de le faire. De plus, les changements volontaires de méthodes comptables ne doivent être apportés que lorsqu'une source première de PCGR l'exige, ou lorsque cela aboutit à une information plus fiable et plus pertinente. EnCana prévoit que l'application de cette nouvelle norme n'aura pas d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.
- À compter du 1^{er} janvier 2008, EnCana sera tenue d'adopter deux nouveaux chapitres de l'ICCA : le chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863, « Instruments financiers – présentation », qui remplaceront le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation ». La nouvelle norme sur les informations à fournir porte notamment sur les risques découlant des instruments financiers comptabilisés et non comptabilisés et sur la façon dont ces risques sont gérés. La nouvelle norme de présentation de l'information complète la norme précédente en précisant les exigences de présentation. Les nouvelles normes sur la présentation et les informations à fournir au sujet des instruments financiers ont été publiées en décembre 2006. La société évalue actuellement l'incidence qu'elles pourraient avoir sur ses états financiers consolidés.
- À compter du 1^{er} janvier 2008, EnCana sera tenue d'adopter le chapitre 1535 de l'ICCA, « Informations à fournir concernant le capital », qui oblige les sociétés à fournir des informations sur leurs objectifs, leurs politiques et leurs procédures de gestion de leur capital. Les sociétés devront également communiquer si elles se sont conformées aux exigences en matière de capital auxquelles elles sont soumises en vertu de règles extérieures. Les nouvelles obligations d'information sur le capital ont été publiées en décembre 2006. La société évalue actuellement l'incidence qu'elles pourraient avoir sur ses états financiers consolidés.

- En janvier 2006, le Conseil des normes comptables de l'ICCA (le « CNC ») a adopté le plan stratégique concernant l'orientation future des normes comptables au Canada. Ce plan vise à réaliser la convergence des normes comptables du Canada pour les sociétés ouvertes avec les normes internationales d'information financière (les « IFRS ») d'ici la fin de 2011. La société continue de surveiller et d'évaluer l'incidence de la convergence des PCGR du Canada et des IFRS.

Conventions comptables et estimations cruciales

La direction est tenue, pour l'application des principes comptables généralement reconnus, d'utiliser des jugements, de poser des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Le résumé des principales conventions comptables d'EnCana figure à la note 1 afférente aux états financiers consolidés. Les paragraphes qui suivent décrivent les conventions et les méthodes comptables qui jouent un rôle déterminant dans l'établissement des résultats financiers d'EnCana.

Capitalisation du coût entier

EnCana applique la note d'orientation de l'ICCA sur la comptabilisation, dans le secteur pétrolier et gazier, du coût entier des biens pétroliers et gaziers. Aux termes de cette note d'orientation, tous les coûts directement liés à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de gaz naturel et de pétrole brut, y compris les coûts internes et les coûts de mise hors service d'immobilisations, sont inscrits à l'actif dans des centres de coûts, pays par pays. Les coûts immobilisés, y compris les coûts estimatifs futurs liés à la mise en valeur, font l'objet de dotations pour amortissement et épuisement selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement. Une révision à la baisse de l'estimation de la réserve peut se traduire par une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée en résultat. De plus, si le montant net des coûts immobilisés est supérieur au plafond calculé, qui se fonde essentiellement sur les estimations de réserves (voir l'explication ci-dessous sur la dépréciation des actifs), l'excédent doit être passé en charges. Lors de la cession d'un bien, le produit est normalement déduit de la catégorie de coût entier correspondante sans constatation d'un gain ou d'une perte à moins d'une variation de 20 % ou plus du taux d'amortissement et d'épuisement.

Réserves de pétrole et de gaz naturel

Toutes les réserves de pétrole et de gaz naturel d'EnCana sont évaluées par des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves qui soumettent un rapport à cet égard. L'estimation des réserves est une démarche subjective. Les prévisions sont basées sur des données techniques, des taux de production futurs projetés, des prévisions de prix de marchandises estimatifs et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats du forage, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération en fonction des prévisions de flux de trésorerie.

Dépréciation des actifs

Selon la méthode de la comptabilisation du coût entier, le test de dépréciation (plafonnement du coût entier) est appliqué pour s'assurer que les coûts non amortis inscrits à l'actif dans chaque centre de coûts ne dépassent pas la juste valeur. La perte de valeur est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable d'un centre de coûts ne peut être recouvrée et qu'elle excède la juste valeur du centre de coûts. La valeur comptable du centre de coûts n'est pas recouvrable si elle dépasse la somme des flux de trésorerie non actualisés liés aux réserves prouvées. Si la somme des flux de trésorerie est inférieure à la valeur comptable, la perte de valeur est limitée à l'excédent de la valeur comptable sur la somme des éléments suivants :

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

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée dans le bilan consolidé lorsque les obligations sont déterminées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations incluent les obligations juridiques en vertu desquelles la société devra mettre hors service des immobilisations corporelles, telles que des sites de puits en production, des plates-formes de production en mer et des installations de traitement du gaz naturel. Ces obligations comprennent aussi les éléments pour lesquels la société a fait des préclusions promissaires. Les coûts de mise hors service d'immobilisations, qui correspondent à la juste valeur estimative des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés et intégrés dans le coût des immobilisations correspondantes. Les augmentations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé des résultats. Les montants comptabilisés au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se fondent sur des estimations des réserves et des coûts de mise hors service qui ne seront engagés que dans plusieurs années. Les paiements réels qui seront exigés pour régler les obligations pourront différer des montants estimés.

Écart d'acquisition

Au moins une fois l'an, l'écart d'acquisition, qui représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur de l'actif net acquis, est soumis au test de dépréciation. L'écart d'acquisition a été attribué aux unités d'exploitation sur la base de la comparaison de leurs valeurs comptables respectives et de leurs justes valeurs. S'il est établi que la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation est inférieure à la valeur comptable de l'unité d'exploitation au moment de l'évaluation, le montant de dépréciation est déterminé en déduisant la juste valeur de la valeur comptable et en l'imputant au solde comptable de l'écart d'acquisition. Le débit de contrepartie est porté dans les résultats consolidés comme élément supplémentaire de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Instruments financiers dérivés

EnCana utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché découlant du prix de marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La société a comme politique de ne pas utiliser des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

La société conclut des opérations financières dans le but de réduire son risque lié aux fluctuations de prix relativement à une partie de sa production de pétrole et de gaz naturel afin d'obtenir des rendements sur de nouveaux projets et des rendements cibles sur de nouveaux investissements et de financer de façon fiable des projets de croissance ou d'atténuer le risque de prix lié aux flux de trésorerie devant être dégagés des programmes d'immobilisations budgétés. Ces opérations, qui consistent généralement en des swaps, des tunnels ou des options, sont conclues le plus souvent avec d'importantes institutions financières ou des bourses de marchandises.

EnCana peut également utiliser des instruments financiers dérivés comme des swaps de taux d'intérêt pour gérer la combinaison des taux d'intérêt fixes et variables sur l'encours de sa dette totale et le coût d'emprunt global correspondant. Les swaps de taux d'intérêt donnent lieu à l'échange périodique de paiements, sans échange du montant de capital normal sur lequel les paiements sont fondés, et sont comptabilisés comme l'ajustement des intérêts débiteurs sur l'instrument d'emprunt couvert.

EnCana peut conclure des opérations de couverture au titre du risque de change lié à sa dette à long terme libellée en devises en concluant des contrats de change compensateurs. Les gains et les pertes de change relatifs à ces instruments sont constatés au bilan, sous les autres actifs ou passifs à court terme ou à long terme, et portés en résultat dans l'exercice auquel ils appartiennent, contrebalançant ainsi les pertes et les gains de change respectifs constatés sur la dette à long terme en devises sous-jacente. Les primes ou les escomptes sur ces instruments de change sont amortis à titre d'ajustement des intérêts débiteurs sur la durée du contrat.

EnCana acquiert en outre des contrats de change en vue de la couverture de ventes prévues à des clients aux États-Unis. Les gains et les pertes de change sur ces instruments sont constatés à titre d'ajustement des produits au moment où la vente est comptabilisée.

Les instruments dérivés qui ne répondent pas aux conditions de couverture, ou qui ne sont pas désignés comme des couvertures, sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur du marché selon laquelle les instruments sont présentés dans le bilan consolidé comme élément d'actif ou de passif, les variations de la juste valeur étant constatées en résultat net. Les gains ou les pertes réalisés sur les dérivés financiers sont pris en compte dans les produits du gaz naturel et du pétrole brut au moment où la production correspondante a lieu. Les gains et les pertes latents sont constatés en produits à la fin de chaque exercice respectif d'établissement d'états financiers. L'estimation de la juste valeur de tous les instruments dérivés se fonde sur les cours ou, en l'absence de cours, sur des indicateurs de marché indépendants. Pour 2004, 2005 et 2006, la société a choisi de ne désigner aucune de ses activités de gestion des risques de prix actuelles comme des couvertures aux fins comptables et, en conséquence, elle comptabilise tous les instruments dérivés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur du marché.

Régimes de retraite et autres avantages complémentaires de retraite

EnCana comptabilise ses obligations en vertu des régimes d'avantages sociaux consentis aux salariés ainsi que les coûts connexes, déduction faite des actifs des régimes.

Le coût des prestations de retraite et autres avantages liés à l'emploi, qui est déterminé par des actuaires selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services sur la durée des services, reflète la meilleure estimation faite par la direction du rendement prévu des actifs du régime, de la progression des salaires, de l'âge de la retraite des salariés et des coûts des soins de santé prévus. Le rendement prévu des actifs du régime est fondé sur la juste valeur de ces actifs. L'obligation est actualisée au moyen d'un taux d'intérêt de marché au début de l'exercice sur des instruments d'emprunt de sociétés de grande qualité.

La charge de retraite comprend le coût des prestations de retraite gagnées au cours de l'exercice considéré, le coût financier des obligations au titre des prestations de retraite, le rendement prévu des actifs des régimes, l'amortissement de l'obligation transitoire nette, l'amortissement des ajustements découlant des modifications des régimes de retraite et l'amortissement de l'excédent du gain actuariel net, ou de la perte actuarielle, sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou sur 10 % de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants. La période d'amortissement correspond à la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des salariés couverts par les régimes.

La charge de retraite relative aux régimes à cotisations déterminées est constatée au moment où les prestations sont gagnées par les salariés couverts par les régimes. La charge de retraite constitue un élément des coûts de rémunération.

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

Les régimes de DVAR prévoient une gamme d'attributions, fondées sur le rendement d'EnCana en regard de celui de certains de ses pairs. EnCana passe en charges le coût des DVAR en fonction des attributions prévues. Toutefois, les montants devant être payés, le cas échéant, peuvent varier des estimations actuelles.

Gestion des risques

Les résultats d'EnCana sont exposés aux risques suivants :

- les risques financiers (soit les risques de prix des 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

Sensibilité du bénéfice net tiré des activités poursuivies et des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies (compte tenu des opérations de couverture) de 2007 ¹⁾ (en millions de dollars)	Bénéfice net tiré des activités poursuivies	Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies
Augmentation de 1 \$ par Mbtu du prix du gaz NYMEX	320 \$	330 \$
Augmentation de 8 \$ le baril du prix du pétrole WTI	100	90
Augmentation de 1 \$ le baril de la marge de craquage des raffineries 3-2-1 de la côte américaine du golfe du Mexique	30	30
Diminution de 0,01 \$ du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien	(5)	10

¹⁾ Position de couverture au 31 décembre 2006. D'après la courbe à terme du prix des marchandises et la courbe à terme des estimations en date du 31 décembre 2006.

Sensibilité du bénéfice net tiré des activités poursuivies et des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies (compte non tenu des opérations de couverture) de 2007 ¹⁾ (en millions de dollars)	Bénéfice net tiré des activités poursuivies	Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies
Augmentation de 1 \$ par Mbtu du prix du gaz NYMEX	660 \$	700 \$
Augmentation de 8 \$ le baril du prix du pétrole WTI	180	170
Augmentation de 1 \$ le baril de la marge de craquage des raffineries 3-2-1 de la côte américaine du golfe du Mexique	30	30
Diminution de 0,01 \$ du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien	(5)	10

¹⁾ D'après la courbe à terme du prix des marchandises et la courbe à terme des estimations en date du 31 décembre 2006.

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 décembre 2006, figure à la note 16 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 35 M\$ au 31 décembre 2006.

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 47 M\$ au 31 décembre 2006.

Dans le cas du risque de prix du pétrole brut, la société a en partie atténué son exposition au risque de prix WTI/NYMEX pour environ 92 % de sa production de pétrole prévue pour 2007 au moyen de swaps de prix fixes et d'options de vente.

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 aussi 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.

Changements climatiques

Le gouvernement fédéral du Canada 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 de 45 % à 65 % d'ici 2050 et l'engagement d'établir à court terme une réglementation sur les émissions pour le secteur. 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 s'est toutefois engagé à travailler avec le secteur à définir les caractéristiques de ce plan. Comme l'élaboration du programme fédéral est en cours, 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 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 cinq éléments suivants :

- sa pondération considérable en actifs de gaz naturel et de sables bitumineux de grande qualité mis en valeur par récupération *in situ*;
- sa réputation de chef de file sectoriel de la séquestration géologique du CO₂;
- 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 sera publié au cours du deuxième trimestre de 2006. Ce rapport pourra être consulté à 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.

Résultats trimestriels

Résumé des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf les montants par action ¹⁾)	2006			
	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie ²⁾	1 761	1 894	1 815	1 691
- par action – dilué	2,18	2,30	2,15	1,96
Bénéfice net	663	1 358	2 157	1 474
- par action – de base	0,84	1,68	2,60	1,74
- par action – dilué	0,82	1,65	2,55	1,70
Bénéfice d'exploitation ³⁾	675	1 078	824	694
- par action, dilué	0,84	1,31	0,98	0,80
Activités poursuivies				
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	1 742	1 883	1 839	1 579
Bénéfice net tiré des activités poursuivies	643	1 343	1 593	1 472
- par action, de base	0,81	1,66	1,92	1,74
- par action, dilué	0,80	1,63	1,88	1,70
Bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies ³⁾	672	1 064	841	660
Produits, déduction faite des redevances	3 676	4 029	3 922	4 772

Résumé des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf les montants par action ¹⁾)	2005			
	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie ²⁾	2 510	1 931	1 572	1 413
- par action – dilué	2,88	2,20	1,76	1,55
Bénéfice net	2 366	266	839	(45)
- par action – de base	2,77	0,31	0,96	(0,05)
- par action – dilué	2,71	0,30	0,94	(0,05)
Bénéfice d'exploitation ³⁾	1 271	704	655	611
- par action, dilué	1,46	0,80	0,73	0,67
Activités poursuivies				
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	2 390	1 823	1 502	1 247
Bénéfice net tiré des activités poursuivies	1 869	348	774	(162)
- par action, de base	2,19	0,41	0,89	(0,18)
- par action, dilué	2,14	0,40	0,87	(0,18)
Bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies ³⁾	1 229	733	611	475
Produits, déduction faite des redevances	5 933	3 061	3 461	2 118

¹⁾ Les montants par action ont été retraités pour rendre compte de l'incidence de la division des actions ordinaires au cours de 2005.

²⁾ Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie ».

³⁾ Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation tirés des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation ».

Durant le quatrième trimestre de 2006, le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord était inférieur de 44 % à celui du trimestre correspondant de 2005. Les températures douces des mois de novembre et décembre dans le nord-est des États-Unis combinées à la baisse négligeable des stocks attribuable aux dégâts provoqués par les ouragans comparativement à 2005 ont entraîné une chute du prix du gaz NYMEX au quatrième trimestre.

Le prix du pétrole brut WTI est demeuré inchangé durant le quatrième trimestre de 2006 en regard de celui enregistré au trimestre correspondant de 2005. Les craintes suscitées par le programme nucléaire de l'Iran, l'interruption de la production du Nigeria à la suite d'attentats d'activistes, l'instabilité persistante en Irak et la production d'essence aux États-Unis, compensée en partie par une saison des ouragans clémente ont maintenu le prix du pétrole brut WTI au même niveau que durant 2005, alors que la production de pétrole avait connu des interruptions importantes. Au quatrième trimestre, les écarts entre les prix du lourd au Canada se sont resserrés en dollars par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2005, en raison surtout de la vigueur des marchés de l'asphalte et du mazout lourd qui ont soutenu les prix du pétrole lourd au Canada.

Pour le quatrième trimestre de 2006, le bénéfice net d'EnCana s'est chiffré à 663 M\$, en baisse de 1 703 M\$, par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de 2005. Le bénéfice net tiré des activités abandonnées a fléchi de 477 M\$ pour s'établir à 20 M\$.

Pour le quatrième trimestre de 2006, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana a atteint 643 M\$, soit un recul de 1 226 M\$, ou 66 %, par rapport au trimestre correspondant de 2005, qui découle de ce qui suit :

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a diminué de 44 % pour se fixer à 5,79 \$ le kpi³, contre 10,29 \$ le kpi³ durant 2005;
- les gains latents, établis à la valeur du marché, ont atteint 99 M\$ après impôts pour 2006, contre 661 M\$ après impôts pour 2005;
- EnCana a inscrit une perte de change latente après impôts de 128 M\$ pour 2006 sur la dette canadienne libellée en dollars américains comparativement à une perte de change latente après impôts de 21 M\$ pour 2005; cela s'explique par la baisse de valeur, au quatrième trimestre de 2006, du dollar canadien par rapport au dollar américain, alors qu'il avait augmenté durant le trimestre correspondant de 2005.

La diminution du bénéfice net tiré des activités poursuivies a été contenue par ce qui suit :

- les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) ont atteint 160 M\$ après impôts, comparativement à des pertes de 229 M\$ après impôts pour 2005;
- le prix moyen des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a monté de 4 % pour s'établir à 38,69 \$ le baril durant 2006, en regard de 37,16 \$ durant 2005;
- le volume des ventes de gaz naturel a progressé de 2 %, par rapport au trimestre correspondant de 2005 pour s'établir à 3 406 Mpi³/j.

Au cours du quatrième trimestre de 2006 :

- EnCana et ConocoPhillips ont annoncé, le 5 octobre 2006, une entente visant à créer une entreprise intégrée nord-américaine de pétrole lourd constituée d'actifs en amont et en aval. Cette opération a été conclue le 3 janvier 2007.

- EnCana a reçu l'autorisation, de la part des autorités de réglementation, de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. En vertu de l'offre renouvelée, EnCana a racheté, au quatrième trimestre de 2006, 24,5 millions d'actions au prix moyen de 50,74 \$, pour un coût total de 1,2 G\$.

Volume des ventes trimestrielles

	2006			
	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi^3/j)	3 406	3 359	3 361	3 343
Pétrole brut (b/j)	128 048	126 658	129 070	138 370
LGN (b/j)	24 106	23 907	24 400	24 421
Activités poursuivies (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 319	4 262	4 282	4 320
Activités abandonnées				
Équateur (b/j)	-	-	-	50 150
Activités abandonnées (Mpi^3/j) ¹⁾	-	-	-	301
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 319	4 262	4 282	4 621

Volume des ventes trimestrielles

	2005			
	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi^3/j)	3 326	3 222	3 212	3 146
Pétrole brut (b/j)	134 178	124 402	132 294	130 826
LGN (b/j)	25 111	26 055	24 814	26 358
Activités poursuivies (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 282	4 125	4 155	4 089
Activités abandonnées				
Équateur (b/j)	69 943	68 710	73 176	72 487
Activités abandonnées (Mpi^3/j) ¹⁾	419	412	439	435
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 701	4 537	4 594	4 524

¹⁾ LGN convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 6 000 pieds cubes par baril.

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 et sur l'accroissement de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval.

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; la conjoncture économique mondiale. À brève échéance, la capacité accrue d'acheminement d'hydrocarbures par pipeline sur la côte américaine du golfe du Mexique devrait permettre de réduire la volatilité du prix du brut canadien vis-à-vis des prix mondiaux du pétrole.

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 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.

Conformément à son objectif de création de valeur pour les actionnaires de la société, le conseil d'administration d'EnCana prévoit doubler le dividende trimestriel au cours de 2007 pour le porter à 0,20 \$ par action. Le 14 février 2007, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 2007 s'élevant à 0,20 \$ par action.

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.

Mises 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 des États-Unis 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 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 à la volatilité du prix du pétrole brut en 2007 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les projections relatives aux dividendes des actions ordinaires en 2007; 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 et la proportion de la production de pétrole touchée par les swaps de prix fixes et les options de vente; l'incidence des changements de principes comptables sur la société; 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 la nouvelle capacité de transport par pipeline vers la côte américaine du golfe du Mexique 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. 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; la capacité d'EnCana et de ConocoPhillips à parvenir à négocier et à conclure des ententes finales définitives visant l'entreprise intégrée nord-américaine de pétrole lourd et la capacité des parties à obtenir les approbations nécessaires auprès des autorités réglementaires; 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 LGN 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 (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e ») à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi³ ») 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 Mpi³e, kpi³e, 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 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 et sur le site Web de la société à www.encana.com.