

ENCANA CORPORATION

2005

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 2005 et les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs » qui figure à la fin de ce 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 présent rapport de gestion est libellé en dollars américains. Les volumes de production et de ventes sont présentés déduction faite des redevances conformément au protocole de présentation américain. Ce rapport de gestion est en date du 16 février 2006.

	Page
Activités d'EnCana	2
Survol de 2005	2
Contexte commercial	4
Acquisitions et cessions	6
Résultats financiers consolidés	7
Activités en amont	12
Optimisation des marchés	20
Activités non sectorielles	20
Dépenses en immobilisations	23
Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel	25
Activités abandonnées	28
Situation de trésorerie et sources de financement	30
Obligations contractuelles et éventualités	33
Conventions comptables et estimations	35
Gestion des risques	38
Résultats trimestriels	42
Perspectives	44
Mises en garde	45

Certains termes utilisés dans le présent rapport sont définis dans les notes intitulées « Information sur le pétrole et le gaz naturel » et « Devises », « Mesures hors PCGR » et « Définition d'EnCana », qui figurent à la fin du présent rapport.

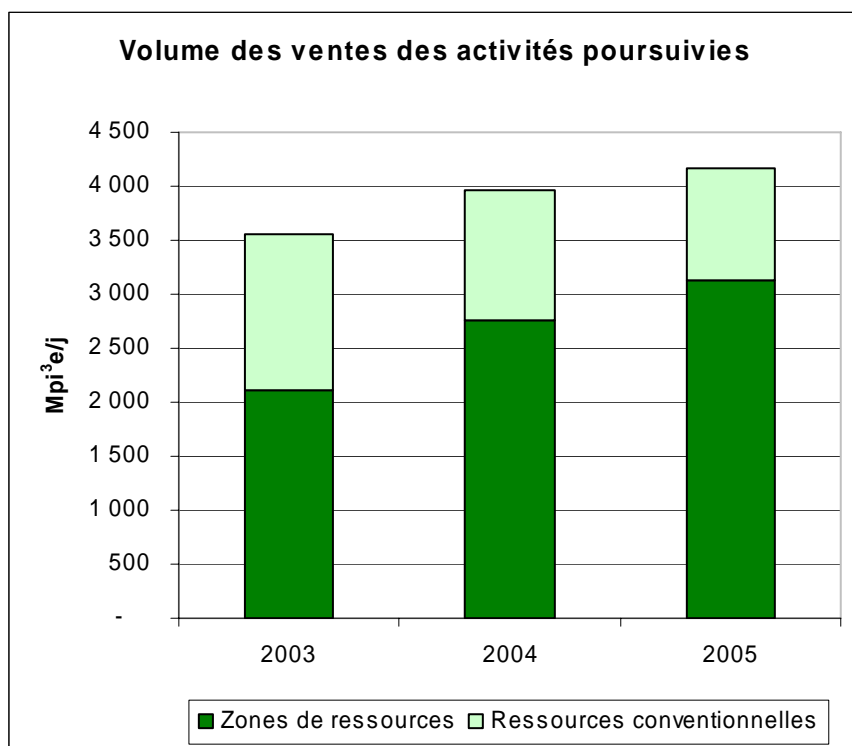
Activités d'EnCana

EnCana est une société pétrolière et gazière indépendante occupant une place de chef de file en Amérique du Nord.

Elle compte deux entreprises en exploitation :

- les activités en amont, qui englobent l'exploration, la mise en valeur et la production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») et les autres activités connexes. La majorité des activités en amont de la société sont exercées au Canada et aux États-Unis. Les nouveaux projets d'exploration frontalière et internationale sont surtout concentrés sur les occasions qui se présentent au Tchad, au Brésil, au Moyen-Orient, au Groenland et sur la côte est du Canada;
- les activités d'optimisation des marchés visent à accroître la vente de la production des activités en amont. Dans le cadre de ces activités, le groupe de la commercialisation procède à des achats et à des ventes de produits à des tiers, qui assurent une souplesse de l'exploitation d'EnCana aux chapitres des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Survol de 2005



EnCana recherche une croissance prévisible et rentable de son portefeuille de zones de ressources de longue durée au Canada et aux États-Unis. En 2005, EnCana :

- a fait passer le volume total des ventes des activités poursuivies à 4 163 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») de gaz équivalents par jour (Mpi³e/j), soit une augmentation de 5 % par rapport à 2004;
- a fait croître de 9 % les ventes de gaz naturel, pour les faire passer à 3 227 Mpi³/j;

- a conclu la vente de quelque 51 000 barils par jour en décembre 2005 à ses trois projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur (Foster Creek, Christina Lake et Senlac). La production moyenne de Foster Creek est passée de 28 774 barils par jour en 2004 à environ 40 000 barils par jour en décembre 2005, après le parachèvement du programme d'expansion durant le quatrième trimestre de 2005;
- a remplacé environ 213 % de la production de gaz naturel et 406 % de la production de liquides par de nouvelles réserves. Les réserves prouvées de gaz naturel totalisaient 11 784 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») et celles de liquides, 1 120,6 millions barils au 31 décembre 2005;
- a fait une découverte importante de gaz naturel sous sa zone de ressources dans la région Cutbank Ridge, en Colombie-Britannique.
- a acquis pour la somme de 148 M\$ environ 325 000 acres nettes non mises en valeur ainsi que de multiples zones de ressources de gaz dans le bassin de Maverick au Texas;
- a entrepris la construction du gazoduc Entrega dans le bassin de Piceance, dans les Rocheuses américaines;
- a vendu les actifs situés dans le golfe du Mexique pour un produit net de quelque 1 472 M\$ après impôts; a vendu son entreprise de traitement du gaz naturel en contrepartie d'environ 625 M\$; a vendu certains avoirs gaziers et pétroliers conventionnels secondaires pour un produit d'environ 471 M\$; et a conclu une entente de principe visant la vente de la totalité de ses participations en Équateur pour quelque 1 420 M\$.



EnCana augmente sa capacité à bâtir la valeur actionnariale en faisant preuve de discipline, de solidité et de souplesse financière. En 2005, la société :

- a racheté 55,2 millions d'actions dans le cadre de l'offre publique de rachat (« OPRA ») dans le cours normal des affaires pour un coût total de 1 924 M\$ et a prolongé l'OPRA jusqu'en octobre 2006;
- a remboursé neuf émissions de billets à moyen terme en contrepartie de 1 036 M\$, incluant une charge après impôts de 79 M\$ liée au remboursement de ces billets;
- a réduit de 1 039 M\$ sa dette à long terme, la faisant passer à 6 703 M\$ au 31 décembre 2005;
- a divisé ses actions ordinaires, à raison de deux pour une;
- a amélioré le ratio de la dette nette au BAIIA, le faisant passer de 1,4 au 31 décembre 2004 à 1,1 au 31 décembre 2005.

Contexte commercial

Gaz naturel

Prix de référence du gaz naturel (moyenne pour l'exercice)	Exercices terminés les 31 décembre				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	8,48 \$	25 %	6,79 \$	1 %	6,70 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	8,62	40 %	6,14	14 %	5,39
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	6,96	33 %	5,23	27 %	4,12
Écart de base AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	1,59	75 %	0,91	40 %	0,65
Écart de base Rocheuses/NYMEX (\$/Mbtu)	1,66	82 %	0,91	(28) %	1,27

En 2005, le prix du gaz naturel a augmenté en raison de l'incertitude entourant la capacité de l'Amérique du Nord d'accroître l'offre de gaz naturel malgré le niveau élevé de forage. L'été chaud en Amérique du Nord et un mois de décembre froid dans le nord-est des États-Unis ont fait augmenter la demande de gaz naturel pour la production d'énergie, et deux ouragans successifs ont endommagé l'infrastructure d'alimentation en gaz de la côte du golfe du Mexique. Ces facteurs, conjugués à l'augmentation continue du prix du pétrole, ont résulté en un prix moyen à la New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») de 8,62 \$ le million de BTU en 2005, soit une hausse de 40 % par rapport à 2004.

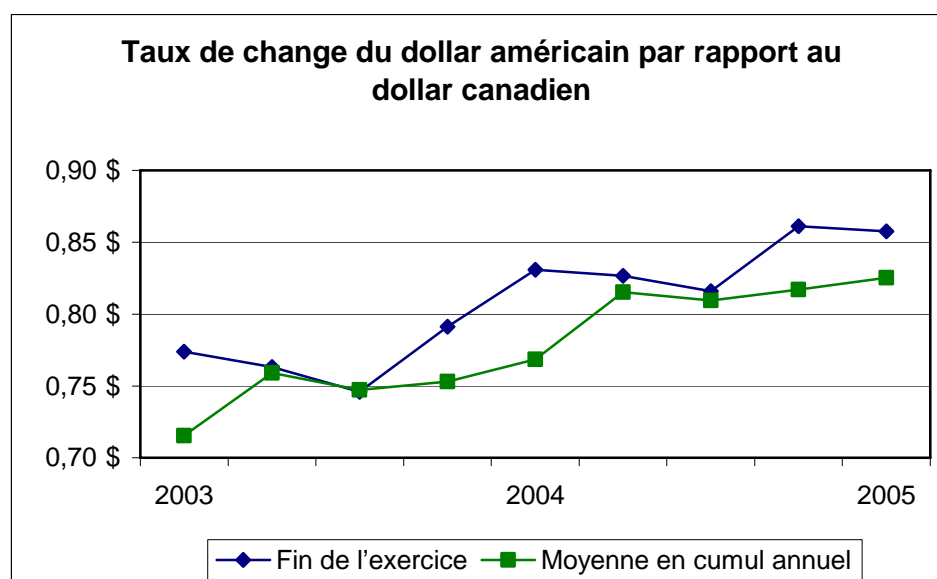
Le prix du gaz AECO plus élevé en 2005 qu'en 2004 découle de la hausse du prix sur la NYMEX, en partie contrebalancée par l'écart de base AECO/NYMEX de 2005 en regard de 2004.

Pétrole brut

Prix de référence du pétrole brut (moyenne pour l'exercice en \$/baril)	Exercices terminés les 31 décembre				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
WTI	56,70 \$	37 %	41,47 \$	34 %	30,99 \$
Écart WTI/Maya	15,70	38 %	11,41	68 %	6,80
Écart WTI/Bow River	19,64	53 %	12,82	60 %	8,01
Écart WTI/OCF NAPO (Équateur)	18,37	28 %	14,33	78 %	8,06

La vigueur persistante de la demande mondiale de pétrole exerce maintenant une pression sur les limites de la capacité de traitement dans le monde, et donne lieu à une flambée plus fréquente des prix et à des marges de traitement historiquement élevées. La saison mouvementée des ouragans a entraîné de nombreux arrêts de la production et des raffineries sur la côte du golf du Mexique, situation qui a contribué au resserrement de la capacité de traitement partout dans le monde. Les dommages causés aux installations de production par les ouragans sur la côte du golfe du Mexique ont rendu nécessaire l'utilisation des réserves stratégiques de pétrole brut des États-Unis et de l'Europe pour empêcher le prix de monter encore davantage.

En glissement annuel, les écarts entre les prix du lourd au Canada se sont élargis de 53 % en termes absolus, en raison surtout du prix plus élevé du West Texas Intermediate (« WTI »). Exprimé sous forme de pourcentage du prix du WTI, le prix moyen du pétrole Bow River Blend s'est établi à 65 % pour 2005, contre 69 % en 2004, par suite surtout des écarts très grands enregistrés au début de 2005. Le prix du pétrole au gisement est habituellement au plus bas niveau au cours du quatrième trimestre en raison de la fluctuation saisonnière des prix de l'asphalte et des condensats. En décembre 2004, le prix des condensats était particulièrement élevé et l'écart de base entre le prix du WTI et celui du pétrole brut s'était élargi, ce qui a donné lieu à des prix au gisement très faibles. En 2005, le prix WTI plus élevé et les primes sur les condensats plus faibles ont entraîné un raffermissement considérable du prix au gisement à la fin de l'année.



L'incidence sur les résultats d'EnCana des fluctuations du taux de change doit être prise en compte lors de l'analyse des états financiers consolidés. La valeur du dollar canadien a augmenté de 7,4 % ou 0,057 \$, passant d'une moyenne de 0,768 \$ US en 2004 à 0,825 \$ US en 2005. La valeur du dollar canadien en 2004 était d'environ 7,3 % ou 0,052 \$ supérieure à la valeur moyenne de 2003.

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2005	2004	2003
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,825 \$	0,768 \$	0,716 \$
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA pour l'exercice précédent	0,768 \$	0,716 \$	0,637 \$
Augmentation des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration attribuable uniquement aux fluctuations du taux de change	5,70 \$	5,20 \$	7,90 \$

Par conséquent, EnCana a déclaré des frais supplémentaires de 5,70 \$ pour chaque tranche de cent dollars canadiens dépensée en 2005 au titre des immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration. La fluctuation du taux de change a eu cependant peu d'effet sur les produits de la société, du fait que les prix touchés sur les marchandises sont en dollars américains; s'ils sont en dollars canadiens, ils sont étroitement liés à la valeur du dollar américain.

Acquisitions et cessions

En 2005, fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources en Amérique du Nord, EnCana a procédé aux cessions importantes suivantes :

- La vente de ses activités de traitement de liquides de gaz naturel, le 13 décembre, pour la somme d'environ 625 M\$, sous réserve d'ajustements postérieurs à la clôture de l'opération;
- La vente le 30 juin de certains avoirs gaziers et pétroliers conventionnels secondaires au Canada, produisant environ 6 400 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j »), pour la somme approximative de 321 M\$;
- La vente de ses avoirs du golfe du Mexique le 26 mai pour la somme approximative de 2,1 G\$ en trésorerie. Le produit net s'est établi à 1,5 G\$ après impôts et autres ajustements. Ces avoirs étaient à l'étape de la mise en valeur et de l'évaluation et, par conséquent, ne comportaient aucune production.

Le produit tiré de ces cessions a été affecté directement à la réduction de la dette et au rachat d'actions d'EnCana dans le cadre de son OPRA dans le cours normal des activités.

Le 21 novembre 2005, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de sa participation de 50 % dans la découverte du gisement Chinook de pétrole lourd au large des côtes du Brésil pour environ 350 M\$. La vente est assujettie à des conditions de clôture et à l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation, et devrait être conclue au cours du premier trimestre de 2006.

Le 13 septembre 2005, EnCana a annoncé qu'elle était parvenue à une entente de principe visant la vente de ses actions de filiales ayant des participations dans des biens pétroliers et des pipelines en Équateur pour la somme approximative de 1,42 G\$. La vente, qui a pris effet le 1^{er} juillet 2005, est assujettie à d'autres conditions de clôture et à l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation. La vente devait initialement être conclue en 2005, mais à présent, il est prévu qu'elle le sera au cours du premier trimestre de 2006.

EnCana a pris les mesures nécessaires pour se départir de ses activités de stockage de gaz naturel et prévoit que l'opération sera conclue durant le deuxième trimestre de 2006.

En 2005, EnCana a affecté environ 420 M\$ à l'acquisition de propriétés foncières non mises en valeur et de petites quantités de production de gaz naturel dans les régions de ressources clés de Forth Worth et dans l'est du Texas, aux États-Unis.

Résultats financiers consolidés

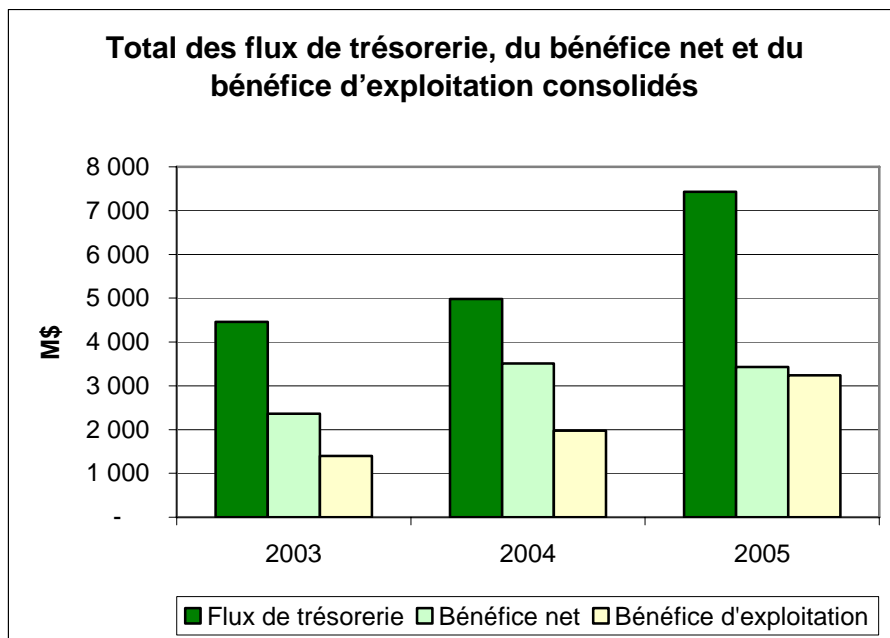
(en M\$, sauf les données par action ¹⁾)	Exercices terminés les 31 décembre				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Total des données consolidées					
Flux de trésorerie ²⁾	7 426 \$	49 %	4 980 \$	12 %	4 459 \$
- par action, dilué	8,35	57 %	5,32	14 %	4,65
Bénéfice net ³⁾	3 426	(2) %	3 513	49 %	2 360
- par action, de base	3,95	3 %	3,82	53 %	2,49
- par action, dilué	3,85	3 %	3,75	52 %	2,46
Bénéfice d'exploitation ⁴⁾	3 241	64 %	1 976	41 %	1 399
- par action, dilué	3,64	73 %	2,11	45 %	1,46
Actif total	34 148	9 %	31 213	29 %	24 110
Dette à long terme	6 703	(13) %	7 742	27 %	6 088
Dividendes en trésorerie	238	30 %	183	32 %	139
Activités poursuivies					
Flux de trésorerie des activités poursuivies ²⁾	6 962	55 %	4 502	10 %	4 102
Bénéfice net des activités poursuivies	2 829	35 %	2 093	(2) %	2 138
- par action, de base	3,26	44 %	2,27	1 %	2,25
- par action, dilué	3,18	42 %	2,24	- %	2,23
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ⁴⁾	3 048	63 %	1 872	39 %	1 346
Produits, déduction faite des redevances	14 266	39 %	10 259	20 %	8 521

¹⁾ Les montants par action ont été retraités pour rendre compte de l'effet du fractionnement d'actions en mai 2005.

²⁾ Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie des activités poursuivies sont des mesures hors PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

³⁾ Le bénéfice net de 2005 comprend un gain après impôts de 370 M\$ à la vente des activités de traitement des liquides de gaz naturel d'EnCana. Celui de 2004 comprend un gain après impôts de 1 364 M\$ à la vente des activités d'EnCana au Royaume-Uni, et celui de 2003 comprend un gain après impôts de 169 M\$ à la vente des activités liées aux pipelines.

⁴⁾ 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 » du présent rapport de gestion.



Flux de trésorerie

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont couramment utilisés dans le secteur du pétrole et du gaz naturel pour aider les dirigeants et les investisseurs à évaluer la capacité d'une société à financer ses programmes de dépenses en immobilisations et à rembourser ses dettes. Le calcul des flux de trésorerie est présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie dans les états financiers consolidés.

Comparaison de 2005 et de 2004

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 en 2005, mais elle a été annulée en partie par l'augmentation des coûts. Les activités abandonnées d'EnCana ont contribué 464 M\$ au flux de trésorerie, contre 478 M\$ en 2004.

En 2005, les flux de trésorerie des 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\$.

La hausse a résulté des faits 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 en 2005, contre 5,47 \$ le kpi³ en 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 liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a monté de 26 % pour se chiffrer à 36,17 \$ le baril en 2005, contre 28,77 \$ le baril en 2004.

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

- Les charges d'exploitation, qui ont augmenté de 31 % pour totaliser 1 438 M\$ en 2005, contre 1 099 M\$ en 2004.
- Les intérêts débiteurs, qui ont augmenté de 126 M\$ pour s'établir à 524 M\$ en 2005. La plus grande partie de cette augmentation est attribuable aux coûts de rachat de certains billets en 2005.
- La charge d'impôts sur les bénéfices exigibles, compte non tenu des impôts sur les bénéfices à la vente d'actifs, a augmenté de 67 M\$ pour s'établir à 626 M\$ en 2005, contre 559 M\$ en 2004.

Les pertes réalisées sur les opérations de couverture du prix des marchandises se sont établies à 441 M\$, après impôts, en 2005 presque inchangées par rapport aux pertes de 430 M\$ après impôts réalisées en 2004.

Comparaison de 2004 et de 2003

Les flux de trésorerie d'EnCana ont totalisé 4 980 M\$ en 2004, une hausse de 521 M\$, ou 12 %, par rapport à ceux de 2003. Cette augmentation peut être attribuée à l'effet net du prix plus élevé des marchandises et de la croissance du volume des ventes qui ont été contrebalancés en partie par les pertes réalisées sur les opérations de couverture et l'accroissement des coûts. Les flux de trésorerie liés aux activités abandonnées d'EnCana ont contribué 478 M\$ aux flux de trésorerie, contre 357 M\$ en 2003.

Les flux de trésorerie des activités poursuivies de 2004, qui se sont établis à 4 502 M\$, ont enregistré une hausse de 400 M\$, ou 10 %, par rapport à ceux de 2003.

La hausse a résulté des faits suivants :

- Le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 5,47 \$ par kpi³ en 2004, contre 4,87 \$ par kpi³ en 2003, soit une hausse de 12 %.
- Le volume des ventes de gaz naturel a fait un bond de 16 %, s'établissant à 2 968 Mpi³/j.
- Le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 28,77 \$ le baril en 2004, contre 22,72 \$ le baril en 2003, soit une hausse de 27 %.

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

- Les pertes réalisées sur les couvertures du prix de marchandises ont augmenté de 234 M\$ pour s'établir à 430 M\$ après impôts en 2004, contre 196 M\$ après impôts en 2003.
- Les charges d'exploitation se sont accrues de 14 % pour atteindre 1 099 M\$ en 2004 en regard de 965 M\$ en 2003.
- Les intérêts débiteurs ont augmenté de 114 M\$ pour s'établir à 398 M\$ en 2004 par suite de l'augmentation de la dette à long terme attribuable surtout à l'acquisition de Tom Brown, Inc. (« TBI »).
- En 2004, la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles a augmenté de 678 M\$ pour s'établir à 559 M\$, en comparaison d'une économie de 119 M\$ en 2003.

Bénéfice net

Comparaison de 2005 et de 2004

En 2005, le bénéfice net d'EnCana a totalisé 3 426 M\$, contre 3 513 M\$ en 2004. Le bénéfice net 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 en 2005 était moindre à celui réalisé à la cession des activités d'EnCana au Royaume-Uni en 2004.

Le bénéfice net 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 un effet sur le bénéfice sont les suivants :

- Une augmentation de 390 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de l'accroissement de la valeur du dollar canadien, des taux d'amortissement et d'épuisement ainsi que du volume des ventes.
- Des pertes non réalisées, calculées en fonction de la valeur du marché, de 311 M\$ après impôts ont été comptabilisées en 2005, contre 117 M\$ en 2004.
- Un gain de change non réalisé de 92 M\$ après impôts sur la dette canadienne libellée en dollars américains a été comptabilisé en 2005, en regard d'un gain de 229 M\$ en 2004.

Comparaison de 2004 et de 2003

En 2004, le bénéfice net global d'EnCana s'est établi à 3 513 M\$, contre 2 360 M\$ en 2003. Le bénéfice net des activités abandonnées a représenté 1 420 M\$ du bénéfice net de 2004, y compris un gain après impôts de 1 364 M\$ à la vente des activités d'EnCana au Royaume-Uni.

En 2004, le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana s'est établi à 2 093 M\$, une baisse de 45 M\$, ou 2 % par rapport à celui de 2003. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie et dont il a été question précédemment, les faits marquants ayant un effet sur le bénéfice sont les suivants :

- Une augmentation de 412 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de l'accroissement de la valeur du dollar canadien, des taux d'amortissement et d'épuisement ainsi que du volume des ventes.
- Des pertes non réalisées, calculées en fonction de la valeur du marché, de 117 M\$ après impôts ont été comptabilisées en 2004, première année de constatation dans le bénéfice net des montants non réalisés calculés en fonction de la valeur du marché.
- Un gain de change non réalisé de 229 M\$ après impôts sur la dette canadienne libellée en dollars américains a été comptabilisé en 2004, en regard d'un gain de 433 M\$ après impôts en 2003.
- Une économie d'impôts futurs de 109 M\$ en 2004 attribuable à une réduction du taux d'imposition, contre 359 M\$ en 2003.

Bénéfice d'exploitation

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

Sommaire du bénéfice d'exploitation total

(en M\$)	Exercices terminés les 31 décembre				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Bénéfice net, montant déjà établi	3 426 \$	(2) %	3 513 \$	49 %	2 360 \$
Déduire le gain à l'abandon d'activités (après impôts)	370		1 364		169
Ajouter la perte non réalisée, établie à la valeur du marché (après impôts)	(277)		(165)		-
Déduire le gain de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) ¹⁾	92		229		433
Déduire l'économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-		109		359
Bénéfice d'exploitation ^{2) 4)}	3 241 \$	64 %	1 976 \$	41 %	1 399 \$
(en \$ par action ordinaire, après dilution)					
Bénéfice net, montant déjà établi	3,85 \$	3 %	3,75 \$	52 %	2,46 \$
Déduire le gain à l'abandon d'activités (après impôts)	0,42		1,46		0,18
Ajouter la perte non réalisée, établie à la valeur du marché (après impôts)	(0,31)		(0,18)		-
Déduire le gain de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) ¹⁾	0,10		0,24		0,45
Déduire l'économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-		0,12		0,37
Bénéfice d'exploitation ^{2) 4)}	3,64 \$	73 %	2,11 \$	45 %	1,46 \$

Sommaire du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies

(en M\$)	Exercices terminés les 31 décembre				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	2 829 \$	35 %	2 093 \$	(2) %	2 138 \$
Ajouter la perte non réalisée, établie à la valeur du marché (après impôts)	(311)		(117)		-
Déduire le gain de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) ¹⁾	92		229		433
Déduire l'économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-		109		359
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ^{3) 4)}	3 048 \$	63 %	1 872 \$	39 %	1 346 \$

¹⁾ La plupart des gains ou des pertes non réalisées liés à la dette canadienne libellée en dollars américains correspondent à des dettes dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession des activités abandonnées, des effets 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 réductions de taux d'imposition.

³⁾ Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net tiré des activités poursuivies compte non tenu des effets 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 réductions de taux d'imposition.

⁴⁾ Les gains et les pertes non réalisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

Résultats d'exploitation

Activités en amont

Résultats financiers des activités poursuivies

Exercices terminés les 31 décembre		2005			
(en M\$)	Gaz produit	Pétrole brut et LGN		Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	8 418 \$	1 764 \$		283 \$	10 465 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	401	52		-	453
Transport et vente	465	60		-	525
Exploitation	733	305		313	1 351
Flux de trésorerie d'exploitation	6 819 \$	1 347 \$		(30) \$	8 136 \$
Amortissement et épuiement					2 688
Bénéfice des activités en amont					5 448 \$

2004					
(en M\$)	Gaz produit	Pétrole brut et LGN		Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	5 704 \$	1 320 \$		232 \$	7 256 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	270	41		-	311
Transport et vente	416	56		-	472
Exploitation	519	285		222	1 026
Flux de trésorerie d'exploitation	4 499 \$	938 \$		10 \$	5 447 \$
Amortissement et épuiement					2 271
Bénéfice des activités en amont					3 176 \$

2003					
(en M\$)	Gaz produit	Pétrole brut et LGN		Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	4 447 \$	1 170 \$		180 \$	5 797 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	153	11		-	164
Transport et vente	360	69		-	429
Exploitation	402	300		170	872
Flux de trésorerie d'exploitation	3 532 \$	790 \$		10 \$	4 332 \$
Amortissement et épuiement					1 900
Bénéfice des activités en amont					2 432 \$

Produits des activités en amont

Comparaison de 2005 et de 2004

Les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2005 pour les raisons suivantes :

- Une hausse de 36 % du prix du gaz naturel combinée à une augmentation de 9 % du volume des ventes.
- Un accroissement de 26 % du prix des liquides de gaz naturel.

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

- Une diminution de 6 % du volume des liquides de gaz naturel s'expliquant surtout par les cessions de biens au cours du premier et du troisième trimestres de 2004 et en juin 2005.

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

Comparaison de 2004 et de 2003

Les produits, déduction faite des redevances, se sont accrus en 2004 pour les raisons suivantes :

- Une hausse de 12 % du prix du gaz naturel combinée à une augmentation de 16 % du volume des ventes.
- Un accroissement de 27 % du prix des liquides de gaz naturel.

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

- L'incidence des pertes réalisées sur les couvertures du prix de marchandises et des devises qui ont atteint 669 M\$ en 2004, en regard de pertes de 297 M\$ en 2003.

Variation des produits des activités poursuivies de 2005 en regard de 2004

Exercices terminés les 31 décembre
(en M\$)

	2004 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2005 Produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
Gaz produit				
Canada	3 928 \$	1 488 \$	70 \$	5 486 \$
États-Unis	1 776	557	599	2 932
Total, gaz produit	5 704 \$	2 045 \$	669 \$	8 418 \$
Pétrole brut et LGN				
Canada	1 155 \$	491 \$	(127) \$	1 519 \$
États-Unis	165	61	19	245
Total, pétrole brut et LGN	1 320 \$	552 \$	(108) \$	1 764 \$

¹⁾ Compte tenu des incidences des couvertures du prix de marchandises.

L'augmentation des prix de vente représente environ 82 % de l'augmentation des produits, déduction faite des redevances, pour 2005 en regard de 2004. Le reste de l'augmentation des produits est attribuable à l'augmentation du volume des ventes.

L'augmentation du volume de gaz produit au Canada pour 2005 s'explique surtout par la réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources situées dans les régions Cutbank Ridge, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et de Shallow Gas et Coalbed Methane (« CBM »), dans les parties centrale et méridionale de l'Alberta. La hausse a été cependant contrebalancée en partie par la cession de biens conventionnels productifs matures au cours du premier et du troisième trimestres de 2004 et par la baisse naturelle de la production.

La hausse du volume de gaz produit aux États-Unis a résulté de l'acquisition de Tom Brown, Inc. (« TBI ») en mai 2004 et de la réussite des programmes de forage à Jonah, à Piceance, à Fort Worth et à East Texas.

La baisse du volume net de pétrole brut et de LGN découle de la cession de biens conventionnels productifs matures au Canada au cours du premier et du troisième trimestres de 2004 ainsi qu'en juin 2005, et de la baisse naturelle de la production. Ces baisses de volume ont cependant été compensées par l'augmentation de la production du projet de pétrole lourd de Pelican Lake.

Volume des ventes des activités en amont

Volume des ventes	Exercices terminés les 31 décembre				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Gaz produit (<i>Mpi³ par jour</i>)	3 227	9 %	2 968	16 %	2 553
Pétrole brut (<i>barils par jour</i>)	130 418	(7) %	140 379	(1) %	142 326
LGN (<i>barils par jour</i>)	25 582	(2) %	26 038	10 %	23 569
Activités poursuivies (<i>Mpi³ e par jour</i>) ¹⁾	4 163	5 %	3 966	12 %	3 548
Activités abandonnées					
Équateur (<i>barils par jour</i>)	71 065	(9) %	77 993	68 %	46 521
Royaume-Uni (<i>barils d'équivalent pétrole par jour</i>) ²⁾	-	(100) %	20 973	71 %	12 295
Syncrude (<i>barils par jour</i>)	-	-	-	- %	7 629
Activités abandonnées (<i>Mpi³ e par jour</i>) ¹⁾	426	(28) %	594	49 %	399
Total (<i>Mpi³ e par jour</i>) ¹⁾	4 589	1 %	4 560	16 %	3 947

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

²⁾ Comprennent le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (convertis en bep).

En 2005, le volume des ventes des activités poursuivies a augmenté de 5 %, ou 197 Mpi³e/j pour les raisons suivantes :

- La production de gaz naturel et de pétrole brut des principales zones de ressources d'EnCana a augmenté d'environ 18 % et 15 %, respectivement.
- Le succès des programmes de forage dans les principales zones de ressources à Cutbank Ridge, Shallow Gas, CBM, Jonah, Piceance, Fort Worth et East Texas.
- Les résultats positifs du programme d'injection d'eau au projet de pétrole lourd de Pelican Lake.
- Le volume de ventes de Greater Sierra a diminué en 2005 en regard de 2004 par suite du moment et du rythme de la mise en œuvre du forage de développement et des retards dans les raccordements de puits résultant des conditions climatiques au début de 2005.
- Les cessions importantes de biens canadiens au cours du premier et du troisième trimestres de 2004 et en juin 2005, lesquelles ont été compensées en partie par l'incidence d'un exercice complet de l'acquisition de TBI en mai 2004. Par conséquent, l'effet net de l'activité d'acquisition et de cession sur le volume des ventes de 2005 a été une réduction de 11 Mpi³e/j.

Principales zones de ressources

	Production quotidienne				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Jonah	435	12 %	389	4 %	374
Piceance	307	18 %	261	73 %	151
East Texas	90	80 %	50	-	-
Fort Worth	70	159 %	27	286 %	7
Greater Sierra	219	(5) %	230	61 %	143
Cutbank Ridge	92	130 %	40	1 233 %	3
CBM	57	235 %	17	325 %	4
Shallow Gas	625	6 %	592	17 %	507
Pétrole (Mb/j)					
Foster Creek	29	-	29	32 %	22
Pelican Lake	26	37 %	19	19 %	16
Total (Mpi³e par jour)	2 224	18 %	1 892	34 %	1 416

	Activité de forage		
	Nombre de puits nets forés		
	2005	2004	2003
Gaz naturel (Mpi³/j)			
Jonah	104	70	59
Piceance	266	250	284
East Texas	84	50	-
Fort Worth	59	36	5
Greater Sierra	164	187	199
Cutbank Ridge	135	50	20
CBM	1 084	760	267
Shallow Gas	1 267	1 552	2 366
Pétrole (Mb/j)			
Foster Creek	39	11	8
Pelican Lake	52	92	134
Total (Mpi³e par jour)	3 254	3 058	3 342

Résultats unitaires, gaz produit

Exercices terminés les 31 décembre	Canada				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
(en \$ par millier de pieds cubes)					
Prix	7,27 \$	36 %	5,34 \$	10 %	4,87 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	0,10	25 %	0,08	14 %	0,07
Transport et vente	0,36	(8) %	0,39	3 %	0,38
Exploitation	0,67	29 %	0,52	8 %	0,48
Revenu net	6,14 \$	41	4,35 \$	10	3,94 \$
Volume des ventes de gaz (Mpi ³ par jour)	2 132	2 %	2 099	7 %	1 965

Etats-Unis					
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Prix	7,82 \$	35 %	5,79 \$	19 %	4,88 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	0,81	25 %	0,65	38 %	0,47
Transport et vente	0,46	48 %	0,31	(23) %	0,40
Exploitation	0,53	43 %	0,37	32 %	0,28
Revenu net	6,02 \$	35 %	4,46 \$	20 %	3,73 \$
 Volume des ventes de gaz (Mpi ³ par jour)	 1 095	 26 %	 869	 48 %	 588

Comparaison de 2005 et de 2004

En 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. Les pertes réalisées sur les couvertures du prix de 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, en 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, en 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 des volumes de gaz de TBI et de Fort Worth en aval de la tête du puits en 2005.

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 industrielle, de l'appréciation du dollar canadien et de la hausse des coûts de rémunération à long terme et des frais de réparations et d'entretien. 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 attribuable à la croissance, de la hausse des coûts de rémunération à long terme, de l'intensification de l'activité industrielle et du plus grand nombre de travaux de reconditionnement.

Comparaison de 2004 et de 2003

Le prix réalisé par EnCana pour le gaz naturel s'est établi à 5,47 \$ le kpi³ en 2004, soit une hausse de 12 % par rapport à celui de 2003. Les pertes réalisées sur les couvertures du prix de marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel ont été d'environ 238 M\$, soit 0,22 \$ le kpi³, en regard de pertes d'environ 91 M\$, soit 0,10 \$ le kpi³, en 2003. Certaines des couvertures de 2004 ont été mises en place pour garantir les aspects économiques de l'acquisition de TBI et viendront à échéance en décembre 2006.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 38 %, ou 0,18 \$ le kpi³, en 2004 en regard de celles de 2003, en raison de l'effet combiné de la montée du prix du gaz naturel et de la majoration des taux d'imposition réels attribuables à un accroissement important du volume de production au Colorado.

Les frais de transport et de vente unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont diminué de 23 %, ou 0,09 \$ le kpi³, en 2004 en regard de ceux de 2003, en raison principalement de l'acquisition de TBI, dont la plus grande partie de la production était vendue à la tête du puits et ne donnait pas lieu à des frais de transport.

Les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 8 %, ou 0,04 \$ le kpi³, supérieures à celles de 2003, surtout en raison de l'appréciation du dollar canadien. Aux États-Unis, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel pour 2004 ont dépassé de 32 %, ou 0,09 \$ le kpi³, celles de 2003 en raison des charges d'exploitation plus élevées des biens de TBI, des coûts d'exploitation supplémentaires liés à l'évacuation des eaux usées au Colorado et d'autres charges non récurrentes en 2003.

Résultats unitaires, pétrole brut

Exercices terminés les 31 décembre (en \$ par baril)	Amérique du Nord				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Prix	34,15 \$	22 %	27,92 \$	25 %	22,29 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	0,58	41 %	0,41	356 %	0,09
Transport et vente	1,20	13 %	1,06	(19) %	1,31
Exploitation	6,44	16 %	5,53	(5) %	5,80
Revenu net	25,93 \$	24 %	20,92 \$	39 %	15,09 \$
 Volume des ventes de pétrole brut (barils par jour)	 130 18	 (7) %	 140 379	 (1) %	 142 326

Comparaison de 2005 et de 2004

La hausse du prix moyen du pétrole brut en 2005, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, répercute la hausse de 37 % du prix de référence WTI en 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 \$ le baril de liquides de gaz naturel en 2005, contre 431 M\$ environ, ou 7,08 \$ le baril de liquides de gaz naturel en 2004.

Les ventes de pétrole lourd ont augmenté de 64 % pour l'ensemble des ventes de pétrole en 2005, contre 60 % en 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 vente de biens de production de pétrole léger et moyen conventionnels non essentiels en 2004 and 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 \$ le baril en 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 en 2005 ont augmenté de 13 %, ou 0,14 \$ le baril en raison surtout de l'appréciation du dollar canadien 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 16 %, ou 0,91 \$ le baril, en 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 réparations 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 drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »), qui comportent des charges d'exploitation plus élevées que les autres biens d'EnCana, a résulté en un accroissement global des charges d'exploitation unitaires du pétrole brut.

Comparaison de 2004 et de 2003

La hausse du prix moyen du pétrole brut en 2004, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, répercute la hausse de 34 % du prix de référence WTI en 2004 par rapport à 2003. Cette hausse a été 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 60 %). Les pertes réalisées sur les opérations de couverture du prix de marchandises au titre du pétrole brut se sont chiffrées à environ 431 M\$, ou 7,08 \$ le baril de liquides de gaz naturel en 2004, contre 206 M\$ environ, ou 3,41 \$ le baril de liquides en 2003.

Les ventes de pétrole lourd ont diminué de 60 % pour l'ensemble des ventes de pétrole en 2004, contre 62 % en 2003. Cette diminution est surtout attribuable à la vente en 2004 de Petrovera et d'autres biens conventionnels non essentiels légèrement contrebalancée par la hausse de la production de pétrole lourd de Foster Creek et de Pelican Lake.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production nord-américaine ont augmenté de 356 %, ou 0,32 \$ le baril en 2004 par rapport à celles de 2003, en raison principalement des modifications apportées aux impôts miniers d'exercices antérieurs, qui ont été comptabilisées au troisième trimestre de 2003. De plus, une hausse des prix a été enregistrée ainsi qu'un accroissement de la production aux biens situés dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, lesquels sont assujettis à la *freehold mineral tax* de l'Alberta et à la surtaxe de la Saskatchewan, respectivement.

Les charges unitaires au titre des frais de transport et de vente du pétrole brut en Amérique du Nord en 2004 ont diminué de 19 % ou 0,25 \$ le baril en raison principalement d'un ajustement des tarifs du transport du pétrole.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires au titre du pétrole brut ont diminué de 5 %, ou 0,27 \$ le baril, en 2004 par rapport à celles de 2003, en raison principalement de la vente de Petrovera, dont les charges d'exploitation étaient relativement plus élevées que celles d'autres propriétés. Cette réduction a été contrebalancée en partie par l'appréciation du dollar canadien et l'accroissement des coûts du carburant pour les projets de DGMV.

Résultats unitaires, LGN

Exercices terminés les 31 décembre

(en \$ par baril)	Canada				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Prix	44,24 \$	41 %	31,43 \$	30 %	24,26 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-
Transport et vente	0,42	2 %	0,41	141 %	0,17
Revenu net	43,82 \$	41 %	31,02 \$	29 %	24,09 \$
Volume des ventes de LGN (barils par jour)	11 907	(11) %	13 452	(6) %	14 278
	États-Unis				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Prix	48,36 \$	36 %	35,43 \$	31 %	26,97 \$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	4,86	27 %	3,82	88 %	2,03
Transport et vente	0,01	-	-	- %	-
Revenu net	43,49 \$	38 %	31,61 \$	27	24,94 \$
Volume des ventes de LGN (barils par jour)	13 675	9 %	12 586	35 %	9,291

Comparaison de 2005 et de 2004

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

En 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 \$ le baril, par rapport à celles de 2004, en raison de l'augmentation du prix des LGN.

Comparaison de 2004 et de 2003

L'augmentation du prix réalisé pour les LGN en 2004 correspond de manière générale au fort prix WTI du pétrole.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis pour 2004, en regard de 2003, ont augmenté de 88 % ou 1,79 \$ le baril. Les principaux facteurs qui expliquent cette augmentation sont la hausse du prix des LGN en 2004 et l'accélération de la croissance de la production au Colorado, qui commande un taux réel de la taxe à la production plus élevé.

Les charges unitaires au titre des frais de transport et de vente des LGN au Canada ont augmenté de 141 %, ou 0,24 \$ le baril, en 2004 par rapport à celles de 2003, car la société a engagé des frais de camionnage pour l'exercice complet au titre du volume qui a commencé à être produit dans le nord-est de la Colombie-Britannique à l'automne 2003.

Amortissement et épuisement des activités en amont

Comparaison de 2005 et de 2004

En 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 %.
- Pour les activités poursuivies, les taux d'amortissement et d'épuisement se sont établis à 1,72 \$ le kpi³e en 2005, contre 1,53 \$ le kpi³e en 2004. L'augmentation des taux en 2005 s'explique par l'appréciation du dollar canadien et la hausse des frais de mise en valeur futurs, compensées en partie par la vente en 2005 des activités dans le du 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.

Comparaison de 2004 et de 2003

En 2004, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 371 M\$ ou 20 % pour les raisons suivantes :

- Le volume des ventes s'est accru de 12 %.
- Pour les activités poursuivies, les taux d'amortissement et d'épuisement ont atteint 1,53 \$ le kpi³e en 2004, contre 1,39 \$ le kpi³e en 2003. L'augmentation des taux en 2004 résulte de l'appréciation du dollar canadien et de l'incidence du coût d'acquisition de TBI.
- La charge d'amortissement et d'épuisement pour 2004 comportait des pertes de valeur de 23 M\$ relativement à des projets d'exploration au Ghana, au Bahreïn et dans d'autres régions.

Optimisation des marchés

Résultats financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en M\$)	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
Produits	4 267 \$	33 %	3 200 \$	18 %	2 722 \$
Charges					
Transport et vente	13	(28) %	18	(62) %	47
Exploitation	85	15 %	74	(20) %	93
Produits achetés	4 159	35 %	3 092	20 %	2 572
Flux de trésorerie d'exploitation	10 \$	(38) %	16 \$	60 %	10 \$
Amortissement et épuisement	8	(83) %	47	81 %	26
Bénéfice sectoriel (perte)	2 \$	106 %	(31) \$	(94) %	(16) \$

Comparaison de 2005 et de 2004

Les produits et les charges liées aux produits achetés ont enregistré une hausse en 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 pour l'exercice.

En décembre, la société et Valero Energy Corporation ont terminé l'étude qu'elles avaient annoncée précédemment sur la conversion de la raffinerie de Valero à Lima, en Ohio, pour raffiner du pétrole lourd canadien. En raison de la décision de ne pas mettre en œuvre le projet de conversion, EnCana a passé en charges des frais d'étude de conversion d'environ 6 M\$ en 2005.

Comparaison de 2004 et de 2003

Les produits et les charges liées aux produits achetés ont augmenté en 2004 en regard de ceux de 2003, par suite de la hausse du prix des marchandises.

En 2004, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est accrue de 35 M\$ en raison d'une réduction de la valeur de la participation d'EnCana dans le pipeline Trasandino en Argentine et au Chili.

Activités non sectorielles

Résultats

Exercices terminés les 31 décembre

(en M\$)	2005	2004	2003
Produits	(466) \$	(197) \$	2 \$
Charges			
Exploitation	2	(1)	-
Amortissement et épuisement	73	61	41
Perte sectorielle	(541) \$	(257) \$	(39) \$
Administration	268	197	173
Intérêts, montant net	524	398	284
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	37	22	17
(Gain) perte de change, montant net	(24)	(412)	(603)
Rémunération à base d'actions, options	15	17	18
(Gain) découlant de dessaisissements	-	(59)	(1)

En 2005, les produits des activités non sectorielles comprennent des pertes non réalisées d'environ 466 M\$, établies en fonction de la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix de marchandises, contre 197 M\$ en 2004.

La volatilité des prix a eu une incidence importante sur le bénéfice des activités de gestion des risques de prix d'EnCana. Le 31 décembre 2005, la courbe des prix à terme pour le premier trimestre de 2006 avait augmenté de 56 % depuis le 31 décembre 2004, pour s'établir à 63,19 \$ le baril de WTI et de 73 % pour se chiffrer à 10,77 \$ par kpi³ de gaz NYMEX.

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

(en M\$)	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004 ¹⁾
Activités poursuivies		
Gaz naturel	(494) \$	(21) \$
Pétrole brut	28	(177)
	(466)	(198)
Charges	3	(7)
	(469)	(191)
Économie d'impôts sur les bénéfices	158	74
	(311) \$	(117) \$

¹⁾ Le 1^{er} janvier 2004, les instruments dérivés en cours étaient évalués à la valeur du marché par suite de l'adoption par EnCana des normes comptables canadiennes modifiées.

Comparaison de 2005 et de 2004

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

Les frais d'administration se sont accrus de 71 M\$ en 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 du dollar canadien et du dollar américain. Les frais d'administration ont représenté environ 0,18 \$ le kpi³e en 2005 en regard de 0,14 \$ le kpi³e en 2004.

En 2005, les intérêts débiteurs ont augmenté par suite de l'inscription d'une charge de 121 M\$ (79 M\$ après impôts) pour rembourser 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 taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur l'encours de la dette a augmenté pour s'établir à 5,3 %, en regard d'environ 4,9 % en 2004, par suite de la montée des taux d'intérêt.

Le gain de change de 24 M\$ en 2005 comprend une somme de 113 M\$ (92 M\$ après impôts) attribuable à l'incidence de l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada. En vertu des PCGR du Canada, la société doit convertir au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice sa dette à long terme libellée en dollars américains contractée au Canada. Les gains ou les pertes de change non réalisés en résultant sont comptabilisés dans les états consolidés des résultats. Les autres gains et pertes de change résultent du règlement d'opérations en devises et de la conversion des actifs et passifs monétaires d'EnCana.

Comparaison de 2004 et de 2003

L'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement de 2004 est attribuable à l'accroissement des dépenses en immobilisations sur des éléments non sectoriels au cours de périodes précédentes et à l'incidence de la variation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Les frais d'administration se sont accrus de 24 M\$ en 2004. L'augmentation est attribuable à la fluctuation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ainsi qu'à l'accroissement des charges de rémunération à long terme. Les frais d'administration ont représenté environ 0,14 \$ le kpi³e en 2004, contre 0,13 \$ le kpi³e en 2003.

La hausse des intérêts débiteurs s'explique en bonne partie par l'accroissement de l'encours moyen de la dette au cours de l'exercice par suite de l'acquisition de TBI au deuxième trimestre de 2004. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur l'encours de la dette a été légèrement moins élevé en 2004 qu'en 2003, ce qui a compensé en partie l'incidence des niveaux plus élevés d'endettement.

La majeure partie du gain de change de 412 M\$ constaté en 2004 résulte de l'incidence de l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2004 sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada.

En 2004, EnCana a vendu certaines participations dans des sociétés et a constaté sur ces ventes des gains de 59 M\$.

Impôts sur les bénéfices

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\$ en 2004). Le taux d'imposition réel 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 %.

La charge d'impôts sur les bénéfices exigibles de l'exercice 2005 s'est chiffrée à 1 204 M\$, en regard de 559 M\$ en 2004; une tranche de 578 M\$ de cette hausse s'explique par la vente des avoirs du golfe du Mexique et est présentée 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.

Comparaison de 2004 et de 2003

Le taux d'imposition réel a été de 23,2 % pour 2004, en regard de 14,1 % pour 2003.

En 2003, les impôts futurs ont été réduits de 359 M\$ par suite des réductions du taux d'imposition fédéral canadien et du taux d'imposition albertain des sociétés et des modifications connexes apportées à la déduction fédérale canadienne relative aux ressources.

De plus amples informations sur le taux d'imposition réel d'EnCana sont données à la note 8 afférente aux états financiers consolidés. Le taux d'imposition réel qui s'applique à EnCana pour un exercice donné est fonction de la relation entre le bénéfice net avant impôts de l'exercice et le montant global 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 :

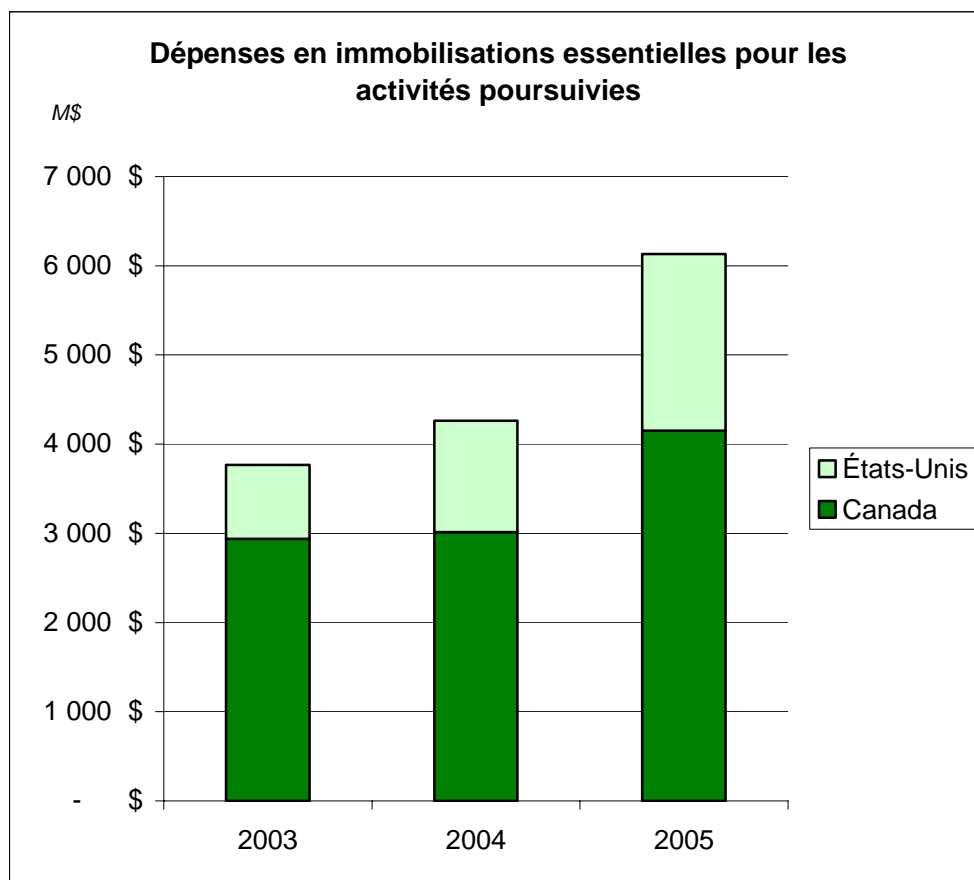
- l'incidence des cessions de biens lorsque la valeur fiscale de l'actif vendu diffère de sa valeur comptable;
- les ajustements pour tenir compte des modifications apportées aux lois qui ont une incidence prospective sur les obligations fiscales futures;
- la moitié non imposable des gains ou des pertes en capital sous le régime fiscal canadien;
- les éléments comme la déduction relative aux ressources et les paiements à la Couronne non déductibles, dont les traitements fiscal et le traitement comptable sont différents.

Les activités d'EnCana sont complexes. De plus, les interprétations, les règlements et les lois en matière fiscale dans les diverses administrations où la société et ses filiales exercent leurs activités changent continuellement. En conséquence, certaines questions d'ordre fiscal font en général l'objet d'un examen à tout moment. La société estime que la charge d'impôts est appropriée.

Dépenses en immobilisations

Sommaire des investissements en capitaux

(en M\$)	Exercices terminés les 31 décembre		
	2005	2004	2003
Activités en amont	6 202 \$	4 343 \$	3 845 \$
Optimisation des marchés	197	10	5
Activités non sectorielles	78	46	57
Total des dépenses en immobilisations essentielles	6 477 \$	4 399 \$	3 907 \$
Acquisitions	448	2 952	540
Cessions	(2 523)	(1 709)	(301)
Activités abandonnées	(305)	(1 436)	(724)
Investissements en capitaux, montant net	4 097 \$	4 206 \$	3 422 \$



Les dépenses en immobilisations d'EnCana ont été financées au moyen des flux de trésorerie, du produit de la cession en excédant des montants versés pour le rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA et du remboursement de la dette à long terme. Les dépenses en immobilisations essentielles de la société se sont accrues d'environ 2,1 G\$ pour atteindre 6,5 G\$ en 2005.

Dépenses en immobilisations des activités en amont

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

- Les dépenses en immobilisations pour les activités essentielles au Canada se sont accrues d'environ 1,1 G\$ pour s'établir à 4,2 G\$, y compris une somme approximative de 219 M\$ liée à la fluctuation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ainsi qu'aux facteurs suivants :
 - des coûts à la vente de terres publiques et d'autres coûts totalisant 281 M\$ de plus qu'à l'exercice précédent ont été engagés en 2005, surtout en raison du prix très élevé des terres;
 - les coûts de forage et de complétion ont augmenté de 731 M\$ en 2005 en raison de la hausse des frais des activités de soutien par suite de l'intensification de l'activité industrielle;
 - les coûts des activités de soutien aux installations ont progressé de 189 M\$ en 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 en 2005 contre 4 385 puits nets en 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 industrielle.
- En 2005, les dépenses en immobilisations pour les activités essentielles aux États-Unis ont augmenté de 0,7 G\$ pour atteindre 2,0 G\$. Cette hausse s'explique principalement par les coûts plus élevés de forage et de complétion. Aux États-Unis, la société a foré 617 puits nets en 2005, contre 534 en 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.

Comparaison de 2004 et de 2003

Les dépenses en immobilisations de 2004 visaient surtout la prospection de zones de ressources en Amérique du Nord. Les dépenses en immobilisations pour le gaz naturel visaient surtout la mise en valeur continue des principales zones de ressources de la société de Greater Sierra, de Cutbank Ridge 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 en 2004 ont surtout été consacrées à Foster Creek, à Pelican Lake et à Suffield, en Alberta, et à Weyburn, en Saskatchewan.

L'augmentation des dépenses en immobilisations des activités en amont en 2004 par rapport à celles de 2003 reflète l'accroissement des activités de forage et de mise en valeur aux États-Unis. La fluctuation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien a donné lieu à une augmentation d'environ 230 M\$ des dépenses en immobilisations des activités essentielles en dollars canadiens.

EnCana a foré 4 923 puits nets en 2004, contre 5 581 en 2003.

Côte est du Canada

EnCana continue d'évaluer la viabilité du projet Deep Panuke. En 2005, la société a participé à un forage d'exploration en mer à Grand Pré ainsi qu'à un puits dévié dans le cadre de son permis d'exploitation de Grand Pré dans le but de prolonger vers le nord-est les limites territoriales de Deep Panuke. Les deux puits ont été abandonnés en janvier 2006. Des négociations se poursuivent avec le gouvernement de la Nouvelle-Écosse concernant les modalités de la mise en valeur de Deep Panuke.

Brésil

Le forage d'appréciation au bloc extracôtier BM-C-7 a résulté en l'identification d'un champ viable. En novembre 2005, une entente a été conclue visant la cession par la société de sa participation de 50 % dans le champ en contrepartie d'environ 350 M\$. EnCana a acquis des participations directes dans deux blocs non exploités dans le cadre d'offres faites en octobre 2005, blocs qu'elle a officiellement obtenus en janvier 2006. Au 31 décembre 2005, la société avait investi environ 106 M\$ au Brésil.

Dépenses en immobilisations du secteur de l'optimisation des marchés

Les dépenses en immobilisations de 2005 concernent principalement les activités de construction en cours au pipeline Entrega, de Meeker Hub, au Colorado, à Wamsutter, au Wyoming. D'importantes parties du pipeline étaient construites en décembre.

Dépenses en immobilisations des activités non sectorielles

Les dépenses en immobilisations des activités non sectorielles ont trait principalement aux systèmes informatiques et aux améliorations locatives. L'accroissement des dépenses en 2005 comprend l'achat du terrain pour construire le complexe de bureaux de Calgary.

Acquisitions et cessions

Les acquisitions portent sur des biens secondaires acquis en 2005 et en 2004 ainsi que sur TBI, acquise en 2004.

Les cessions en 2005 comprennent ce qui suit :

- la vente des biens du golfe du Mexique;
- la vente de presque toutes les activités de traitement de liquides de gaz naturel d'EnCana;
- la vente de certains biens pétroliers et gaziers conventionnels non essentiels au Canada.

Les cessions en 2004 comprennent ce qui suit :

- la vente des activités au R.-U.;
- la vente de biens pétroliers et gaziers conventionnels non essentiels;
- la vente de Petrovera;
- la vente de la participation d'EnCana dans le réseau collecteur d'éthane de l'Alberta.

Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel

Réserves prouvées par pays

Prix constants après redevances	Gaz naturel				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
31 décembre					
	<i>(en milliards de pieds cubes)</i>				
Canada	6 517	12 %	5 824	11 %	5 256
Etats-Unis	5 267	14 %	4 636	48 %	3 129
Équateur	-	-	-	-	-
Royaume-Uni	-	-	-	(100) %	26
Total	11 784	13 %	10 460	24 %	8 411
	Pétrole brut et LGN¹⁾				
	2005	2005 en regard de 2004	2004	2004 en regard de 2003	2003
	<i>(en millions de barils)</i>				
Canada	932,5	48 %	629,6	-	629,4
États-Unis	53,1	(42) %	91,0	119 %	41,6
Équateur	135,0	(6) %	143,3	(11)	161,7
Royaume-Uni	-	-	-	(100) %	124,5
Total	1 120,6	30 %	863,9	(10) %	957,2

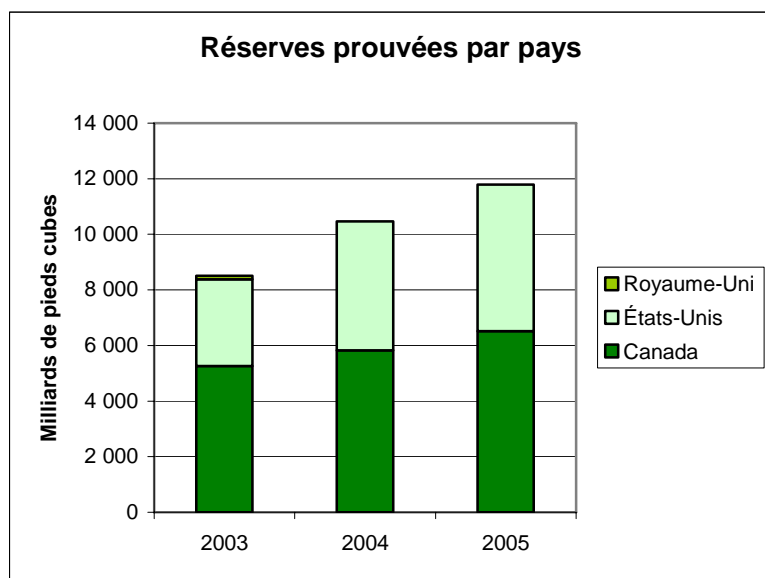
¹⁾ Les LGN incluent le condensat.

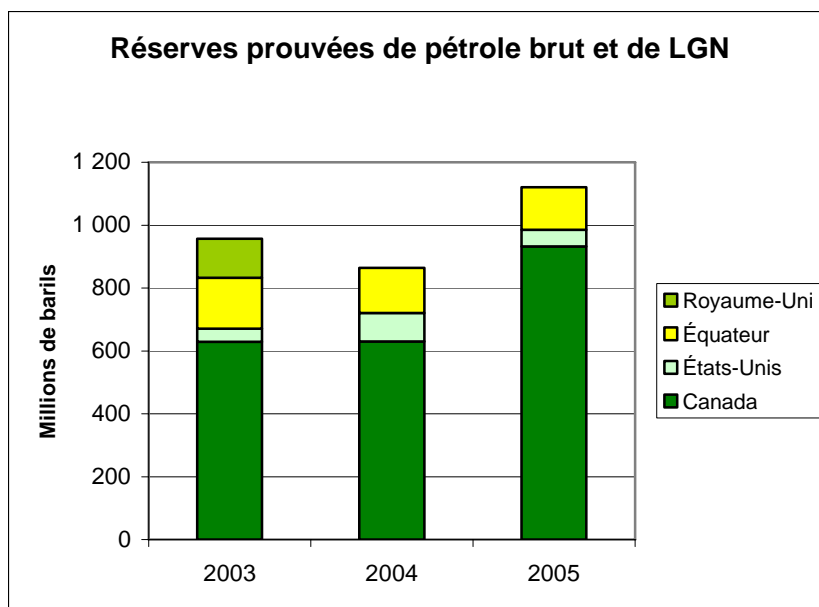
²⁾ Les prix à la fin de l'exercice 2005 ont permis la réintégration de 362,7 millions de barils qui avaient été déduits par suite des révisions compte tenu du prix du bitume à la fin de l'exercice 2004.

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 »), en 2003. Ces normes exigent que les réserves soient estimées au moyen du prix au gisement d'une journée de la marchandise à la date d'effet de l'évaluation – dans le cas présent, le 31 décembre 2005.

Gaz naturel

Les réserves de gaz naturel prouvées d'EnCana au 31 décembre 2005, sur la base d'un prix constant SEC, étaient de 11 784 Gpi³. Environ 213 % de la production de 2005 a été remplacée par de nouvelles réserves en 2005. Les extensions et les découvertes résultant des programmes d'investissement fructueux en dépenses d'exploration et de mise en valeur ont atteint 2 541 Gpi³. Les révisions à la baisse de 58 Gpi³ représentent moins de 1 % des réserves de gaz naturel au début de 2005. Au Canada, les révisions à la hausse de 202 Gpi³ (ou 3,5 % du solde d'ouverture) sont surtout attribuables au méthane de houille. Les révisions à la baisse aux États-Unis ont atteint 260 Gpi³ (ou 5,6 % du solde d'ouverture) et résultent principalement des estimations à la baisse des réserves par puits dans le sud-est des Rocheuses. Les acquisitions au centre des États-Unis ont compensé en grande partie les cessions des biens non essentiels du golfe du Mexique et des plaines canadiennes.





Pétrole brut et LGN

Les réserves de pétrole brut et de gaz naturel prouvées de la société au 31 décembre 2005, sur la base d'un prix constant SEC, s'établissaient à 1 120,6 millions de barils. Les nouvelles de réserves ont remplacé plus de 400 % de la production. Les extensions et les découvertes résultant des programmes d'investissement fructueux en dépenses d'exploration et de mise en valeur ont atteint 167,2 millions de barils, tandis que les révisions se sont élevées à 227,0 millions de barils. La plupart des nouvelles réserves provenaient de Foster Creek. En outre, les prix à la fin de l'exercice 2005 ont permis la réintégration de 362,7 millions de barils qui avaient été constatés à la baisse à la fin de l'exercice 2004 par suite du prix anormalement faible du bitume le 31 décembre 2004. La vente des biens non essentiels du golfe du Mexique et des plaines canadiennes a compté pour la plupart des cessions de 54,1 millions de barils.

Rapprochement des réserves prouvées par pays

Prix constants après redevances
31 décembre 2005

	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et LGN ¹⁾ (en millions de barils)			
	Canada	É.-U.	Total	Canada	É.-U.	Équateur	Total
Au début de l'exercice	5 824	4 636	10 460	266,9	91,0	143,3	501,2
Révisions et amélioration de la récupération	202	(260)	(58)	222,1	(3,2)	8,1	227,0
Extensions et découvertes	1 289	1 252	2 541	148,1	8,9	10,2	167,2
Acquisitions	7	76	83	-	0,4	-	0,4
Cessions	(30)	(37)	(67)	(15,1)	(39,0)	-	(54,1)
Production	(775)	(400)	(1 175)	(52,2)	(5,0)	(26,6)	(83,8)
À la fin de l'exercice, avant révisions relatives au bitume	6 517	5 267	11 784	569,8	53,1	135,0	757,9
Révisions relatives au prix du bitume ²⁾	-	-	-	362,7	-	-	362,7
À la fin de l'exercice	6 517	5 267	11 784	932,5	53,1	135,0	1 120,6

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 déduits par suite des révisions compte tenu du prix du bitume à la fin de l'exercice 2004.

Activités abandonnées

Les activités abandonnées qui figurent dans les états financiers consolidés comprennent :

- Les activités en amont
Équateur
Royaume-Uni
- Les activités médianes

Le bénéfice net qu'EnCana a tiré des activités abandonnées s'est élevé à 597 M\$ en 2005 contre 1 420 M\$ en 2004 et comprend des pertes réalisés sur les couvertures du prix de marchandises de 86 M\$ après impôts et des gains non réalisés sur les couvertures financières de 34 M\$ après impôts.

Le bénéfice net qu'EnCana a tiré des activités abandonnées s'est établi à 1 420 M\$ en 2004 contre 222 M\$ en 2003, et comprenait des pertes réalisées sur les couvertures du prix de marchandises de 278 M\$ après impôts (12 M\$ en 2003, après impôts) et des pertes non réalisées sur les couvertures financières de 48 M\$ après impôts.

Des informations résumées figurent ci-dessous. De plus amples informations sur les activités abandonnées d'EnCana sont données à la note 4 afférente aux états financiers consolidés.

Équateur

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2005	2004	2003
Volume des ventes			
Pétrole brut (<i>barils par jour</i>)	71 065	77 993	46 521
(<i>en M \$</i>)			
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	131 \$	(33) \$	32 \$
Investissements en capitaux	179	240	367

Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement n'a pas été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats pour les activités abandonnées.

Le 13 septembre 2005, EnCana a annoncé avoir conclu une entente de principe visant la vente de la totalité de ses participations dans des activités en Équateur en contrepartie de 1,42 G\$, somme correspondant approximativement à la valeur comptable nette des actifs au 1^{er} juillet 2005, la date de prise d'effet de l'opération. Tous les avantages économiques réalisés après le 1^{er} juillet 2005 reviennent à l'acheteur. Une charge de 234 M\$ a été portée en diminution de la valeur comptable nette 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 au 31 décembre 2005 des investissements connexes à la date de la vente, tel qu'il est exigé en vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada.

Comparaison de 2005 et de 2004

La production en 2005 a atteint en moyenne 72 916 barils par jour, en baisse de 5 % en regard de 2004. En 2005, le volume des ventes a diminué de 9 % pour s'établir à 71 065 barils par jour en moyenne, par suite de la baisse de la production à Tarapoa et au bloc 15 ainsi que du passage d'une 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 en 2005 qu'en 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.

Comparaison de 2004 et de 2003

En 2004, le volume de production s'est établi à 76 872 barils par jour en moyenne, en hausse de 50 % en regard de ceux de 2003. Le volume des ventes a augmenté de 68 % en 2004 pour se situer à 77 993 barils par jour en moyenne. L'augmentation du volume des ventes tient principalement à la combinaison des facteurs que constituent la capacité disponible du pipeline OCP en Équateur, dont les livraisons ont commencé en septembre 2003, et l'accroissement de la production tirée du bloc 15.

Les taxes à la production et les impôts miniers ont été de 36 M\$ plus élevés en 2004 qu'en 2003 en raison du prix réalisé et du volume de ventes plus élevés du bloc de Tarapoa.

Les informations concernant les éventualités associées à certains points litigieux entre la société et le gouvernement équatorien relativement à la taxe à la valeur ajoutée (« TVA »), à la propriété du bloc 15 et à la déductibilité des intérêts sont données à la note 4 afférente aux états financiers consolidés d'EnCana.

Royaume-Uni

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2005	2004	2003
Volume des ventes			
Gaz produit (<i>Mpi³ par jour</i>)	- \$	30 \$	13 \$
Pétrole brut (<i>barils par jour</i>)	-	14 128	9 231
LGN (<i>barils par jour</i>)	-	1 845	897
Total (<i>bep par jour</i>)	-	20 973	12 295
(en M \$)			
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	35 \$	1 338 \$	(7) \$
Investissements en capitaux	-	488	223

En décembre 2004, une filiale de la société a mené à terme la vente 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 trésorerie d'environ 2,1 G\$; le gain à la vente a été d'environ 1,4 G\$.

Activités médianes

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2005	2004	2003
(en M\$)			
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	431 \$	118 \$	173 \$
Investissements en capitaux	21	88	271

Comparaison de 2005 et de 2004

Le 13 décembre 2005, EnCana a vendu presque toutes ses activités de traitement de liquides de gaz naturel pour un produit approximatif de 625 M\$, sous réserve d'ajustements postérieurs à la conclusion de l'opération. EnCana poursuit toujours son plan visant la cession de ses activités de stockage du gaz naturel, lesquelles comprennent l'installation de stockage du gaz AECO et les installations de stockage aux États-Unis.

En 2005, le bénéfice net 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 un gain de 370 M\$ à la vente 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 ».

Comparaison de 2004 et de 2003

Le bénéfice net de 2004 a atteint 118 M\$, soit 55 M\$ de moins qu'en 2003.

En 2003, EnCana a conclu la vente annoncée précédemment de ses activités de pipeline de pétrole brut, résultant en un gain de 169 M\$ après impôts.

Situation de trésorerie et sources de financement

Activités d'exploitation

(en M\$)	Exercices terminés les 31 décembre		
	2005	2004	2003
Flux de trésorerie liés aux			
Activités d'exploitation	7 430 \$	4 591 \$	4 304 \$
Activités d'investissement	(4 520)	(4 259)	(3 729)
Activités de financement	(3 396)	163	(542)
Déduire la perte de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	2	6	10
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(488)	489	23

Les flux de trésorerie d'EnCana liés aux activités poursuivies se sont établis à 6 962 M\$ en 2005, en hausse de 2 460 M\$ sur ceux de 2004. La progression des flux de trésorerie en 2005 est surtout attribuable à la hausse des produits entraînée par le raffermissement du prix des marchandises et du volume des ventes, contrebalancée en partie par l'accroissement des charges. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies composent la majorité des flux de trésorerie d'EnCana provenant des activités d'exploitation.

Activités d'investissement

Des flux nets de trésorerie de 4 520 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement en 2005, soit une augmentation de 261 M\$ en regard de 2004. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, se sont accrues de 2 162 M\$ en 2005. Cette hausse s'explique par :

- l'appréciation du dollar canadien;
- l'augmentation des prix d'achat de terres publiques et d'autres coûts liés aux terrains;
- la hausse des frais de forage et de complétion;
- la progression des coûts liés aux installations par suite de l'agrandissement de Foster Creek;
- les frais de construction du pipeline Entrega.

Les activités d'investissement d'EnCana en 2004 comportaient l'acquisition de TBI au prix de 2 335 M\$. EnCana n'a effectué aucun regroupement d'entreprises en 2005.

La cession par EnCana de ses avoirs dans le golfe du Mexique, de certains biens conventionnels matures et des installations de traitement de liquides de gaz naturel a permis de dégager 3,1 G\$ moins des impôts de 578 M\$ en 2005. En 2004, la cession des activités au R.-U., de certains biens conventionnels matures, de Petrovera Resources et de la participation dans le réseau collecteur d'éthane de l'Alberta a donné à EnCana un produit de 3,6 G\$.

Activités de financement

En 2005, la dette à long terme totale a diminué de 1 154 M\$ pour se chiffrer à 6 776 M\$ contre 7 930 M\$ en 2004. La dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement, s'élevait à 7 970 M\$ au 31 décembre 2005 en regard de 7 184 M\$ au 31 décembre 2004. En 2005, EnCana a racheté 60,7 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2,1 G\$. Au 31 décembre 2005, le fonds de roulement négatif s'établissait à 1 267 M\$ contre un fonds de roulement positif de 558 M\$ au 31 décembre 2004.

Évolution de la dette à long terme

2005		
Date	Description	Montant
Remboursement de la dette à long terme		
Janvier	Dettes de TBI ¹⁾	(1) \$
Août	8,50 %, échéant le 15 mars 2011 ¹⁾	(42)
Août	6,20 %, échéant le 23 juin 2028 ¹⁾	(42)
Septembre	5,95 %, échéant le 1 ^{er} octobre 2007 ¹⁾	(166)
Septembre	5,95 %, échéant le 2 juin 2008 ¹⁾	(83)
Septembre	5,80 %, échéant le 19 juin 2008 ¹⁾	(83)
Septembre	6,10 %, échéant le 1 ^{er} juin 2009 ¹⁾	(125)
Septembre	7,15 %, échéant le 17 décembre 2009 ¹⁾	(125)
Septembre	7,10 %, échéant le 11 octobre 2011 ¹⁾	(166)
Septembre	7,30 %, échéant le 2 septembre 2014 ¹⁾	(125)
Novembre	Débitures, 8,75 %, échéant le 9 novembre 2005	(146)
		(1 104) \$
Émission de titres d'emprunt à long terme		
Septembre	3,60 %, échéant le 15 septembre 2008	429 \$
		429 \$
Autres		
	Diminution nette de la dette à terme renouvelable	(538) \$
	Autres éléments hors bilan	59
		(479) \$
Augmentation (réduction) de la dette à long terme totale		
		(1 154) \$
2004		
Date	Description	Montant
Remboursement de la dette à long terme		
Mars	Titres à terme, 7,00 %, échéant le 23 mars 2034	(97) \$
Juin	6,60 %, échéant le 30 juin 2004	(39)
Août	Titres privilégiés, 8,50 %, échéant le 30 septembre 2048 ¹⁾	(155)
Septembre	Titres privilégiés, 9,50 %, échéant le 30 septembre 2048 ¹⁾	(150)
Décembre	7,00 %, échéant le 1 ^{er} décembre 2004	(77)
Décembre	8,40 %, échéant le 15 décembre 2004	(73)
Divers	Dettes de TBI ¹⁾	(407)
Divers	Facilité de crédit-relais ²⁾	(1 761)
		(2 759) \$
Émission de titres d'emprunt à long terme		
Mai	5,80 %, échéant le 1 ^{er} mai 2014	1 000 \$
Août	6,50 %, échéant le 15 août 2034	750
Août	4,60 %, échéant le 15 août 2009	250
Divers	Facilité de crédit-relais ²⁾	1 761
		3 761 \$
Autres		
	Augmentation nette de la dette à terme renouvelable	72 \$
	Dettes acquises à l'acquisition de TBI	408
	Autres éléments hors bilan	73
		553
	Augmentation (réduction) de la dette à long terme totale	1 555 \$

¹⁾ Remboursement avant l'échéance

²⁾ Facilité de crédit-relais employée pour financer l'acquisition de TBI

Au 31 décembre 2005, EnCana disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées de 3,0 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres jusqu'à concurrence de 3,4 G\$.

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

Ratios financiers

	31 décembre 2005	31 décembre 2004
Dette nette aux capitaux permanents	33 %	33 %
Dette nette au BAIIA ¹⁾	<u>1,1 x</u>	<u>1,4 x</u>

¹⁾ Le BAIIA est une mesure non conforme aux PCGR qui s'entend du bénéfice des activités poursuivies avant le gain à la cession, les impôts sur les bénéfices, les gains ou pertes de change, le montant net des intérêts, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ainsi que l'amortissement et l'épuisement.

Le ratio de la dette nette aux capitaux propres et celui de la dette nette au BAIIA sont utilisés par la direction de la société pour gérer sa dette globale et comme mesure de sa santé financière.

Données sur les actions en circulation

(en millions)	31 décembre		
	2005 ¹⁾	2004 ¹⁾	2003 ¹⁾
En circulation au début de l'exercice	900,6	921,2	957,8
Émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	15,0	19,4	11,0
Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des affaires)	(55,2)	(40,0)	(47,6)
Actions rachetées (droits à la plus-value liés au rendement)	(5,5)	-	-
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	<u>854,9</u>	<u>900,6</u>	<u>921,2</u>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, résultat dilué	<u>889,2</u>	<u>936,0</u>	<u>959,4</u>

¹⁾ Le nombre d'actions ordinaires en circulation avant le fractionnement d'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'est en circulation.

Lors de l'assemblée annuelle extraordinaire du 27 avril 2005, les actionnaires d'EnCana ont approuvé le fractionnement des actions ordinaires en circulation de la société à raison de deux actions pour une. Chaque actionnaire a reçu une action ordinaire supplémentaire pour chaque action ordinaire à la date de clôture des registres, le 12 mai 2005.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Le 26 octobre 2005, EnCana a mis fin au régime d'options sur actions des administrateurs. Au 31 décembre 2005, 20,7 millions d'options non assorties d'un droit à la plus-value des actions alternatif étaient en cours, dont 16,8 millions pouvaient être exercées.

EnCana accorde à ses salariés des incitatifs à long terme qui prévoient un niveau réduit d'attributions d'options sur actions devant être complété par des attributions de droits à la valeur des actions liés au rendement (« DVAR »). Les DVAR n'entraîneront pas l'émission de nouvelles actions ordinaires par la société. Les actions acquises dans le cadre du régime de DVAR sont détenues dans une fiducie en vue de leur acquisition ultérieure. Les options sur actions attribuées en 2005 et en 2004 comportent également un droit à la plus-value des actions alternatif

(« DPVAA ») et les salariés peuvent choisir d'exercer soit l'option sur actions soit le DPVAA connexe. L'exercice de DPVAA aboutira soit au versement de trésorerie par la société, soit à l'émission d'actions ordinaires, selon le choix fait par le salarié au moment de l'exercice.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de quatre offres de rachat consécutives dans le cours normal des affaires, qui ont débuté en octobre 2002 et peuvent se poursuivre jusqu'au 30 octobre 2006. D'octobre 2002 au 31 décembre 2005, EnCana a racheté pour annulation 142,8 millions d'actions dans le cadre de ces offres pour un coût total de 3 796 M\$. EnCana est autorisée à racheter pour annulation jusqu'à concurrence d'environ 85,6 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre renouvelée, qui a débuté le 31 octobre 2005 et se terminera au plus tard le 30 octobre 2006. Au 31 janvier 2006, EnCana avait racheté 6,8 millions d'actions aux termes de cette offre de rachat dans le cours normal des affaires. Aux termes de l'offre précédente, qui a débuté le 29 octobre 2004 et s'est terminée le 28 octobre 2005, EnCana a racheté environ 84,2 millions d'actions ordinaires. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais un exemplaire des documents d'offre à www.sedar.com ou en communiquant avec investor.relations@encana.com.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires à la discrétion du conseil d'administration. Ces dividendes ont totalisé 238 M\$ en 2005, 183 M\$ en 2004 et 139 M\$ en 2003. Ces dividendes sont financés au moyen des flux de trésorerie. Au 31 décembre 2005, le dividende trimestriel versé aux actionnaires s'établissait à 0,075 \$ par action ordinaire (0,050 \$ en 2004 et 0,050 \$ CA en 2003).

Offre de rachat dans le cours normal des affaires

(en millions)	Rachats d'actions ¹⁾	
	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004
Offre expirée en octobre 2004	-	11,0
Offre expirée en octobre 2005	55,2	29,0
Offre expirant en octobre 2006		-
	55,2	40,0

¹⁾ Les opérations qui ont eu lieu avant le fractionnement de deux actions pour une ont été retraitées aux fins de la comparaison.

Obligations contractuelles et éventualités

(en M\$)	Date de paiement prévue				Total
	2006	2007 à 2008	2009 à 2010	2011 et plus	
Dette à long terme	73 \$	864 \$	450 \$	5 325 \$	6 712 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1	10	9	4 924	4 944
Transport par pipeline	339	560	404	850	2 153
Achat de biens et de services	230	357	138	33	758
Contrats de location-exploitation ²⁾	48	86	65	132	331
Produits achetés	33	45	44	98	220
Engagements de capitaux	92	29	-	38	159
Total	816 \$	1 951 \$	1 110 \$	11 400 \$	15 277 \$
Vente de marchandises	61 \$	132 \$	82 \$	300 \$	575 \$
Activités abandonnées ³⁾	(331) \$	67 \$	161 \$	793 \$	690 \$
Contrats sur instruments financiers et autres engagements	(76) \$	4 \$	- \$	- \$	(72) \$

¹⁾ De plus, la société a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques. Se reporter à la note 16 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⁾ Relatifs aux locaux pour bureaux.

³⁾ Liées principalement aux engagements de transport à long terme.

EnCana a signé 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 de capitaux et à des accords de commercialisation.

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana qui s'élevaient à 6 712 M\$ au 31 décembre 2005 comprennent une tranche de 1 425 M\$ d'engagements aux termes d'acceptations bancaires, et d'effets de commerce. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen des facilités de crédit renouvelables et des 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.

Au 31 décembre 2005, EnCana était partie à des contrats physiques à prix fixes et de longue durée prévoyant la livraison d'environ 48 Mpi³/j, assujettis à des modalités diverses et portant sur des volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total qui doit être livré aux termes de ces contrats s'élève à 149 Gpi³ à un prix moyen pondéré de 3,85 \$ par kpi³. Au 31 décembre 2005, ces opérations représentaient une perte non réalisée de 464 M\$.

Des informations sur les engagements et les éventualités associés à certains points litigieux entre la société et le gouvernement équatorien relativement à la taxe à la valeur ajoutée (« TVA »), à la propriété du bloc 15 et à la déductibilité des intérêts sont données à la note 4 afférente aux états financiers consolidés d'EnCana.

Arrangements de financement hors bilan

EnCana n'a conclu aucun arrangement de financement hors bilan qui a ou pourrait raisonnablement avoir une incidence sur ses résultats d'exploitation ou sa situation financière.

Contrats de location

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

Procédures judiciaires

EnCana est partie à diverses réclamations fondées en droit associées au cours normal des affaires et croit qu'elle s'est dotée d'une provision suffisante pour faire face à ces réclamations.

Activités de courtage d'énergie abandonnées

Californie

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

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

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

Dans tous les recours collectifs à l'exception d'un qui se trouve devant la cour de district des États-Unis et dans la poursuite de Gallo, les décisions qui portent sur la question à savoir si la compétence exclusive de la Federal Energy Regulatory Commission sur le prix du gaz naturel empêche les plaignants de maintenir leurs réclamations sont portées en appel devant la United States Court of Appeals for the Ninth Circuit.

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, en novembre 2005, WD a convenu de verser 20,5 M\$ pour régler les recours collectifs regroupés devant la San Diego Superior Court sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la San Diego Superior Court. Les personnes qui ont intenté une poursuite à titre individuel ne sont pas parties à ce règlement.

New York

WD est aussi défenderesse dans un recours collectif déposé devant la cour de district des États-Unis à New York. Dans le recours collectif intenté devant les tribunaux de New York, il est prétendu que la manipulation alléguée par les défenderesses des indices du prix du gaz naturel se serait répercutée sur les contrats à terme et les contrats d'options sur gaz naturel négociés sur le NYMEX entre 2000 et 2002. EnCana Corporation n'est plus une partie intimée dans le recours intenté devant les tribunaux de New York; seules WD et plusieurs autres sociétés non liées à EnCana Corporation sont encore défenderesses. Sans admettre une quelconque responsabilité dans cette affaire, WD a convenu de verser la somme maximale de 9,1 M\$ en règlement du recours collectif déposé devant les tribunaux de New York sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la cour de district des États-Unis à New York.

Compte tenu des règlements précités, au cours du quatrième trimestre de 2005, un total de 30 M\$ a été inscrit dans les frais d'administration dans les résultats des activités abandonnées. EnCana Corporation et WD comptent opposer une défense vigoureuse aux réclamations restantes; toutefois, la société ne peut prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future entamée contre elle ni prévoir si elles entraîneront le versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites judiciaires découleront de ces allégations.

Conventions comptables et estimations

Modifications des principes comptables

Aucune modification de principes comptables n'a été adoptée en 2005.

Prises de position comptable récentes

La direction est en train d'évaluer les prises de position comptable nouvelles et mises à jour qui ont été publiées et ne sont pas encore en vigueur :

- Au cours du trimestre se terminant le 31 mars 2006, EnCana adoptera le chapitre 3831, « Opérations non monétaires », qu'a publié l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») en juin 2005. Aux termes de la nouvelle norme, le critère de la substance commerciale remplace le critère de l'aboutissement de génération du profit aux fins de l'évaluation à la juste valeur. De plus, l'évaluation à la juste valeur est rendue plus claire. La société prévoit que l'application de cette nouvelle norme n'aura pas d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.
- Au cours de l'exercice se terminant le 31 décembre 2007, EnCana sera 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 », que l'ICCA a publiés en janvier 2005. En vertu des nouvelles normes, un nouvel état financier, l'état 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, doivent être portés au bilan d'EnCana et mesurés à leur juste valeur dans la majorité des cas. Les exigences relatives à la comptabilité de couverture ont également été clarifiées. Bien qu'elle soit en train d'évaluer leur incidence, la société ne prévoit pas que les normes sur les instruments financiers et les couvertures auront un effet important sur ses états financiers consolidés, car la société évalue actuellement à la valeur du marché les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à titre de couvertures ou qui ne sont pas désignés comme des couvertures.

- Au cours des cinq prochaines années, l'ICCA adoptera le nouveau plan stratégique concernant l'orientation future des normes comptables au Canada, qu'il a ratifié en janvier 2006. Ce plan vise à réaliser la convergence des normes comptables canadiennes pour les sociétés ouvertes avec les International Financial Reporting Standards (« IFRS ») sur les cinq prochaines années. EnCana continue de surveiller et d'évaluer l'effet de la convergence prévue des PCGR du Canada avec les IFRS.

Conventions et estimations comptables 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. Un 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.

Comptabilisation 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. Selon cette méthode, tous les coûts directement liés à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements de gaz naturel et de pétrole brut sont inscrits à l'actif sur la base de centres de coûts nationaux, et les coûts liés à la production sont passés en charges. Les coûts capitalisés 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 d'une réserve peut se traduire par une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée en résultat. De plus, si le montant net des coûts capitalisés 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 un 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, un 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. Une perte de valeur est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable d'un centre de coûts ne peut être recouvrée et que la valeur comptable excède la juste valeur. La valeur comptable du centre de coûts n'est pas recouvrable si elle dépasse la somme des flux de trésorerie non actualisés des 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'en 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 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 promissoires. 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 capitalisés 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 d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé des résultats. Les montants comptabilisés au titre d'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.

Écarts d'acquisition

L'écart d'acquisition, qui représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets acquis dans le cadre du regroupement avec Alberta Energy Company et de l'acquisition de TBI, est soumis à des tests de dépréciation par EnCana au moins une fois par année. L'écart d'acquisition a été attribué aux unités d'exploitation au moment de ces opérations sur la base d'une 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, un 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 total 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 un 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 sous les autres actifs ou passifs, à court terme ou à long terme, au bilan et portés en résultat dans la période à laquelle 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 un actif ou un 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 non réalisés sont constatés en produits à la fin de chaque période respective 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. En 2004 et en 2005, 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 l'évaluation 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 complémentaires de retraite, 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, les intérêts débiteurs sur les obligations au titre des prestations de retraite, le rendement prévu des actifs du régime de retraite, l'amortissement de l'obligation transitoire nette, l'amortissement des ajustements résultant des modifications du régime de retraite et l'amortissement de l'excédent du gain ou de la perte actuariel net sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou sur 10 % de la juste valeur des actifs du régime, 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 le régime.

Les charges de retraite constituent un élément des coûts de rémunération.

Droits à la plus-value 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 soumis aux risques suivants :

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

Risques financiers

Sensibilité du bénéfice net des activités poursuivies et des flux de trésorerie des activités poursuivies (compte tenu des opérations de couverture) de 2006 ^{1) 2)}

(en M\$)	Bénéfice net des activités poursuivies	Flux de trésorerie des activités poursuivies
Augmentation de 1 \$ par Mbtu du prix du gaz NYMEX	520 \$	760 \$
Augmentation de 6 \$ le baril du prix du pétrole WTI	130	180
Diminution de 0,01 \$ du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien	5	40

¹⁾ Position de couverture au 31 décembre 2005.

²⁾ D'après la courbe à terme du prix des marchandises et la courbe à terme des estimations en date du 31 décembre 2005.

Sensibilité du bénéfice net des activités poursuivies et des flux de trésorerie des activités poursuivies (compte non tenu des opérations de couverture) de 2006 ¹⁾

(en M\$)	Bénéfice net des activités poursuivies	Flux de trésorerie des activités poursuivies
Augmentation de 1 \$ par Mbtu du prix du gaz NYMEX	780 \$	980 \$
Augmentation de 6 \$ le baril du prix du pétrole WTI	130	180
Diminution de 0,01 \$ du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien	5	40

¹⁾ D'après la courbe à terme du prix des marchandises et la courbe à terme des estimations en date du 31 décembre 2005.

EnCana gère en partie l'exposition aux risques financiers 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 établies par le conseil d'administration. Pour gérer le risque de prix des marchandises, la société a conclu diverses ententes sur instruments financiers. EnCana n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Les détails de ces instruments, y compris les gains ou les pertes non réalisés, au 31 décembre 2005, sont donnés à la note 16 afférente aux états financiers consolidés.

EnCana a mis en place des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie spécifiquement l'utilisation, dans le cas de marchandises, à l'atténuation du risque de prix lié aux flux de trésorerie devant être dégagés des programmes d'immobilisations budgétés et, dans d'autres cas, à l'atténuation des risques de prix liés à des actifs et à des obligations précis.

Dans le cas d'opérations mettant en cause une production ou des actifs lui appartenant, EnCana a généralement recours aux instruments financiers que constituent les swaps, les tunnels ou les options, lesquels sont conclus avec des institutions financières importantes, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des bourses de marchandises.

Prix des marchandises

Pour atténuer en partie le risque de prix des marchandises lié au gaz naturel, la société a conclu des swaps qui fixent les prix AECO et NYMEX ainsi que des tunnels et des options de vente qui fixent l'écart de prix AECO/NYMEX. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans divers secteurs de production, EnCana a conclu des swaps dans le but de 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 71 M\$.

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 70 M\$.

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 une partie de sa production de pétrole au moyen de swaps de prix fixes, et elle a acheté des options d'achat pour permettre une participation à des niveaux de WTI supérieurs, des écarts sur options de vente à trois branches et des options de vente.

Devises

Comme moyen d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, EnCana peut conclure des contrats de change. Elle conclut également des contrats de change en rapport avec des opérations de commercialisation du 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 maintient une combinaison de dettes en dollars américains et en dollars canadiens dans le but de gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. En plus d'émettre directement des titres de créance libellés en dollars américains, la société a conclu des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la combinaison dollars américains/dollars canadiens.

Taux d'intérêt

La société atténue en partie son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en maintenant une combinaison de dettes à taux fixe et à taux variable. EnCana a conclu à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen de gérer la composition de l'encours de dettes taux fixes/taux variables.

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 pertes de crédit, des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration régissent le portefeuille de créances de la société et des pratiques en matière de crédit limitent les opérations à des parties ayant une excellente cote de solvabilité et à des opérations entièrement garanties. Une partie importante des comptes clients d'EnCana sont des créances sur des clients dans le secteur du pétrole et du gaz naturel.

Risque lié à l'exploitation

EnCana atténue son risque lié à l'exploitation au moyen de diverses politiques et divers processus. Dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la société sont évalués en tenant compte de tous les risques, dont le risque géologique et le risque technique. Les équipes responsables des actifs adoptent en outre un processus d'évaluation a posteriori, dans le cadre duquel chaque équipe fait un 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 mis au point à l'égard des éléments d'exploitation qui ont une incidence négative sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés dans le plan du projet pour l'exercice considéré. Les résultats de l'évaluation a posteriori sont analysés sur une base annuelle aux fins du programme d'immobilisations d'EnCana et les résultats et les éléments de connaissance cernés sont partagés par toute l'entreprise.

Tous les projets comprennent un facteur de risque d'entreprise qui a pour but de tenir compte des risques imprévus. Le facteur de risque d'entreprise qui est utilisé dans un projet particulier dépend des résultats passés de l'évaluation a posteriori faite à l'égard du projet ainsi que de la nature de la dépense. Un contrôle de qualité permet à la société de s'assurer que le risque lié aux projets d'investissement est bien évalué et que les connaissances acquises sont partagées par toute l'entreprise. Des contrôles de la qualité sont effectués principalement pour les projets d'exploration et les zones de ressources en phase de démarrage, mais ils peuvent être appliqués à n'importe quel type de projet.

EnCana atténue aussi en partie les risques liés à son exploitation au moyen d'un programme d'assurance exhaustif.

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

EnCana gère ces risques en appliquant des politiques et des normes conformes à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie, ou supérieures à cette réglementation et à ces normes. Elle dispose également d'un système qui lui permet de cerner, d'évaluer et de contrôler les risques liés à la sécurité et à l'environnement et qui prévoit que des rapports réguliers doivent être adressés à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité sur la responsabilité, l'environnement, la santé et la sécurité du conseil d'administration d'EnCana approuve la politique environnementale de la société et surveille la conformité aux lois et règlements gouvernementaux. Des programmes de surveillance et de rapport sur les activités quotidiennes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations, ont pour but de fournir l'assurance que les normes environnementales et la réglementation en cette matière sont respectées. La société a mis en place des plans

d'urgence afin de pouvoir faire face rapidement à un incident environnemental et elle applique des stratégies de restauration et de régénération dans le but de restaurer l'intégrité de l'environnement.

EnCana gère les risques liés à la sécurité au moyen d'un programme de sécurité visant à assurer que le personnel et les actifs d'EnCana sont bien protégés. EnCana a également mis sur pied un comité d'investigation qui a pour mandat d'étudier les dérogations éventuelles aux politiques et aux méthodes de la société ainsi qu'une ligne d'assistance sur l'intégrité pour recueillir les inquiétudes concernant les activités d'EnCana.

Changement climatique

Le protocole de Kyoto, ratifié par le gouvernement fédéral canadien en décembre 2002, est entré en vigueur le 16 février 2005. En vertu de ce protocole, le Canada est tenu de ramener ses émissions de gaz à effet de serre à six points sous les niveaux de 1990 sur la période s'écoulant entre 2008 et 2012. À l'heure actuelle, il n'y a pas d'orientation claire postérieure à 2012. Le précédent gouvernement fédéral a publié le 13 avril 2005 un cadre de travail présentant les grandes lignes de son plan d'action sur les changements climatiques. Le plan, tel qu'il a été publié, contient peu de détails techniques concernant la mise en œuvre de la stratégie du gouvernement en matière de réduction des gaz à effet de serre.

Avant le changement récent de gouvernement fédéral, la mise en œuvre du Plan sur les changements climatiques n'avait pas encore été arrêtée. Par conséquent, EnCana n'est pas en mesure de prédire l'incidence de la réglementation à venir sur ses activités. Cependant, un avis du 16 juillet 2005 de la *Gazette du Canada* a traité en partie de l'incertitude associée à un règlement sur les gaz à effet de serre pour les installations existantes en prévoyant pour le secteur pétrolier et gazier des limites sur les coûts (un mécanisme d'assurance de prix de 15 \$ la tonne pour la conformité) et des cibles de réduction des émissions qui ne dépasseront pas 12 % des niveaux du statu quo des émissions totales prévues d'un secteur donné. Il y est aussi décrit un engagement envers des cibles basées sur les « meilleures techniques d'application rentable » pour les nouvelles installations. Compte tenu de ces engagements et de l'activité d'EnCana à la séquestration géologique du CO₂, nous ne croyons pas que les plans du gouvernement sur les changements climatiques auront une conséquence financière importante sur les activités ou les plans de croissance futurs de la société.

L'incidence qu'aura le plan de mise en œuvre du Canada en bout de ligne demeure, cependant, assujéti à de nombreux risques et comporte de nombreuses incertitudes, y compris l'issue des discussions entre le gouvernement fédéral récemment élu et les gouvernements provinciaux, la législation qui en résultera, les obligations d'atteinte des cibles de réduction des émissions dans les secteurs économiques, et d'autres détails d'ordre administratif. Le groupe de travail sur les changements climatiques de l'Association canadienne des producteurs pétroliers continuera de travailler de concert avec les gouvernements fédéral et albertain à la mise au point d'une méthode de mise en application de cibles et de dispositions législatives concernant le contrôle des gaz à effet de serre qui sauront protéger la compétitivité de l'industrie, limiter les coûts et le fardeau administratif que représentera la conformité et soutenir la poursuite des investissements dans le secteur.

EnCana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées de l'effet de ces questions sur ses activités. De plus amples détails sur les émissions de gaz à effet de serre 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.

Risque lié 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 M\$, sauf les données par action ¹⁾)	2005			
	T4	T3	T2	T1
Total des données consolidées				
Flux de trésorerie ²⁾	2 510 \$	1 931 \$	1 572 \$	1 413 \$
- par action, dilués	2,88	2,20	1,76	1,55
Résultat net	2 366	366	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 des activités poursuivies ²⁾	2 390	1 823	1 502	1 247
Résultat net 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 des activités poursuivies ³⁾	1 229	733	611	475
Produits, déduction faite des redevances	5 860	2 982	3 386	2 038
Résumé des résultats trimestriels (en M\$, sauf les données par action ¹⁾)	2004			
	T4	T3	T2	T1
Total des données consolidées				
Flux de trésorerie ²⁾	1 491 \$	1 363 \$	1 131 \$	995 \$
- par action, dilués	1,60	1,46	1,21	1,07
Résultat net	2 580	393	250	290
- par action, de base	2,81	0,43	0,27	0,31
- par action, dilué	2,77	0,42	0,27	0,31
Bénéfice d'exploitation ³⁾	573	559	379	465
- par action, dilué	0,62	0,60	0,41	0,50
Activités poursuivies				
Flux de trésorerie des activités poursuivies ²⁾	1 358	1 256	1 029	859
Résultat net des activités poursuivies	1 055	463	270	305
- par action, de base	1,15	0,50	0,29	0,33
- par action, dilué	1,13	0,50	0,29	0,33
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ³⁾	513	555	368	436
Produits, déduction faite des redevances	3 542	2 195	2 374	2 148

¹⁾ Les montants par action ont été retraités pour rendre compte de l'effet du fractionnement d'actions ordinaires en 2005.

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

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

Le prix du gaz naturel a été plus élevé au cours du quatrième trimestre de 2005 qu'au trimestre correspondant de 2004. Un mois de décembre froid dans le nord-est des États-Unis combiné au prix élevé du pétrole brut et à la baisse continue de l'offre découlant des dommages causés par les ouragans ont maintenu élevé le prix moyen du gaz NYMEX pendant le quatrième trimestre.

Le prix du pétrole brut WTI s'est accru de 24 % au quatrième trimestre de 2005 en regard de celui enregistré au trimestre correspondant de 2004. Une saison active d'ouragans a occasionné d'importantes interruptions à la production de la côte du golfe du Mexique et dans les raffineries. Les dommages causés par les ouragans ont amené

les États-Unis et l'Europe à mettre en circulation sur le marché des approvisionnements d'urgence, ce qui a empêché les prix d'augmenter encore plus. Pour le quatrième trimestre de 2005, les écarts entre les prix du lourd au Canada se sont élargis en dollars par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2004, en raison surtout du prix plus élevé du WTI.

À 2 366 M\$, le bénéfice net d'EnCana au quatrième trimestre de 2005 a reculé de 214 M\$ par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de 2004. Le bénéfice net des activités poursuivies s'est établi à 497 M\$; un fléchissement de 1 208 M\$ attribuable en grande partie au fait que le gain après impôts de 2005 à la vente de la quasi-totalité des activités de traitement du gaz naturel d'EnCana a été inférieur au gain après impôts de 2004 à la vente des activités d'EnCana au R.-U.

Au quatrième trimestre de 2005, le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana a atteint 1 869 M\$, soit une progression de 814 M\$ ou 77 % sur la période correspondante de 2004, qui résulte de ce qui suit :

- Le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a grimpé de 69 % pour se fixer à 10,29 \$ le kpi³, contre 6,08 \$ le kpi³ en 2004;
- Le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a monté de 23 % pour s'établir à 37,16 \$ le baril en 2005 en regard de 30,20 \$ en 2004;
- Le volume des ventes de gaz naturel a progressé de 8 % par rapport au trimestre comparable de 2004 pour s'établir à 3 326 Mpi³ par jour;
- Les gains non réalisés sur les couvertures du prix de marchandises ont atteint 661 M\$ après impôts en 2005 contre 411 M\$ après impôts en 2004.

L'augmentation du bénéfice net des activités poursuivies a été contenue par ce qui suit :

- Les pertes réalisées sur les couvertures du prix de marchandises se sont établies à 229 M\$ après impôts en regard de 145 M\$ après impôts en 2004;
- Les charges d'exploitation ont atteint 452 M\$ en 2005 contre 309 M\$ en 2004, en hausse de 46 %. La montée du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2005, des hausses des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement ainsi qu'une poussée des frais d'électricité et des coûts découlant d'une activité industrielle accrue figurent parmi les causes majeures de cette augmentation;
- En 2005, EnCana a inscrit une perte de change après impôts de 21 M\$ sur la dette canadienne libellée en dollars américains alors qu'elle avait inscrit un gain de change non réalisé après impôts de 131 M\$ en 2004, ce qui s'explique par la baisse de valeur, en fin de trimestre, du dollar canadien par opposition à son augmentation, en fin de trimestre, à la même période en 2004.

Au cours du quatrième trimestre de 2005, EnCana :

- a vendu presque toutes ses activités de traitement de liquides de gaz naturel le 13 décembre 2005 pour un produit approximatif de 625 M\$, sous réserve des ajustements postérieurs à la conclusion de l'opération;
- a annoncé le 21 novembre 2005 la conclusion d'une entente visant la vente de sa participation de 50 % dans la découverte du gisement Chinook de pétrole lourd au large des côtes du Brésil pour la somme d'environ 350 M\$;
- a remboursé 145 M\$ de sa dette à long terme;
- a reçu l'approbation réglementaire lui permettant de renouveler son offre de rachat dans le cours normal des affaires. Au 31 décembre 2005, EnCana n'avait encore racheté aucune action en vertu de cette offre.

Volume des ventes trimestrielles

	2005			
	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)	3 326	3 222	3 212	3 146
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	134 178	124 402	132 294	130 826
LGN (<i>b/j</i>)	25 111	26 055	24 814	26 358
Activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 282	4 125	4 155	4 089
Activités abandonnées				
Équateur (<i>b/j</i>)	69 943	68 710	73 176	72 487
Royaume-Uni (<i>bep/j</i>) ²⁾	-	-	-	-
Activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	419	412	439	435
Total (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 701	4 537	4 594	4 524

Résumé des résultats trimestriels (en M\$, sauf les données par action ¹⁾)	2004			
	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)	3 087	3 096	3 001	2 684
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	132 061	142 506	144 347	142 669
LGN (<i>b/j</i>)	27 409	27 167	26 340	23 208
Activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 044	4 114	4 025	3 679
Activités abandonnées				
Équateur (<i>b/j</i>)	77 876	74 846	78 303	80 982
Royaume-Uni (<i>bep/j</i>) ²⁾	13 927	20 222	26 728	22 755
Activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	551	570	630	623
Total (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 595	4 684	4 655	4 302

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

²⁾ Comprennent le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (convertis en bep).

Perspectives

EnCana prévoit continuer de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel dans les zones de ressources non conventionnelles en Amérique du Nord.

EnCana continuera également d'investir dans la mise en valeur de sables bitumineux in situ de haute qualité et d'évaluer des possibilités de commercialisation qui favoriseront leur plus grande mise en valeur.

Il est prévu que la volatilité des prix du pétrole brut se poursuivra en 2006 en raison des incertitudes des marchés quant aux perturbations de l'offre et du raffinage sur la côte du golfe du Mexique, à la croissance continue de la demande en Chine, aux mesures prises par l'OPEP, à la destruction de la demande par suite des prix élevés de l'énergie et de l'état de l'économie mondiale.

Le prix du gaz naturel est surtout dicté par l'offre et la demande nord-américaines, les conditions climatiques s'avérant le facteur clé à court terme. L'offre nord-américaine de gaz classique a atteint un sommet au cours des deux derniers exercices et, selon EnCana, les zones de ressources non conventionnelles peuvent contrebalancer les baisses de production de gaz classique. Les questions d'accès au territoire et de réglementation mettent à rude épreuve la capacité de l'industrie de réagir à la situation de contrainte de l'offre de gaz en Amérique du Nord.

La société prévoit financer son programme d'immobilisations essentielles en 2006 au moyen de ses flux de trésorerie.

Le produit tiré de la vente de biens non essentiels devrait être affecté à la réduction de la dette et aux achats dans le cadre du programme d'OPRA dans le cours normal des affaires de la société.

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

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 applicable. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes tels que « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » ou d'autres termes semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. 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 conventionnelles et de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération in situ; le volume de production projetés et 2006 pour le gaz naturel, le pétrole brut et les LGN au Canada et aux États-Unis; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2006 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2006 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; le rachat par la société d'actions en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des affaires; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence de l'accord de Kyoto sur les charges d'exploitation; la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; l'incidence des changements de principes comptables sur les futurs états financiers consolidés; les plans de la société de se départir de ses activités de stockage du gaz naturel ainsi que de ses activités en Équateur; et les projections sur l'utilisation des produits qui en seront tirés, y compris le remboursement de la dette et les rachats dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires. 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 soient sensiblement différents du rendement ou des résultats futurs estimés ou projetés dont il est question, 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, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et 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 de la société de dégager des flux de trésorerie d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures, ou 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 le transport adéquat de leurs produits; l'évolution de la réglementation sur 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, dont l'Équateur; 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 de terrorisme; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre 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 selon les quantités prédites ou estimées, de même que leur production rentable 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 s'avéreront exactes. Le lecteur doit noter que la liste des facteurs déterminants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont à jour en date de la rédaction du rapport, et 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 que les autorités canadiennes en valeurs mobilières ont accordée à EnCana, lui permettant de fournir ces données et renseignements conformément aux normes de présentation américaines. L'information fournie par EnCana peut ainsi différer de l'information correspondante préparée en vertu du Règlement 51-101 (« Règlement 51-101 »). Les données sur la quantité des réserves fournies par EnCana représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De plus amples renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent sous la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle d'EnCana.

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

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e ») à raison de un baril pour six milliers de pieds cubes (« kpi³ »). De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils de pétrole équivalents (« 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 utilisées seules. Le ratio de conversion de un baril pour six kpi³ 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 une équivalence valable à la tête du puits.

Zone de ressources, récupération totale estimative, ressources potentielles non comptabilisées, total du portefeuille de ressources et total de la durée des ressources

EnCana utilise les termes « zone de ressources », « récupération totale estimative », « ressources potentielles non comptabilisées », « total du portefeuille de ressources » et « total de la durée des ressources ». EnCana emploie le terme « zone des 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, comparativement à une zone classique, présente habituellement un risque plus faible sur le plan géologique ou commercial et un taux moyen d'amenuisement plus faible. EnCana emploie le terme « 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 produite de ce gisement. Le terme « ressources potentielles non comptabilisées » est utilisé 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 de production à l'avenir. EnCana recourt à une approche pondérée en fonction des probabilités pour calculer ces quantités, dont 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 hors PCGR et définition d'EnCana

Toute l'information contenue dans ce rapport de gestion et dans les états financiers consolidés, ainsi que dans les données comparatives, 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 un taux de change hypothétique de 0,85 \$ CA pour 1,00 \$ US.

Mesures hors PCGR

Certaines mesures indiquées dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie des 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 en vue de fournir aux actionnaires et aux investisseurs potentiels des informations supplémentaires relatives aux liquidités de la société ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures utilisées par la direction sont expliquées plus à fond dans les sections du rapport où il en est question.

Définition d'EnCana

Pour des raisons pratiques, les termes « EnCana », la « société », « nous », « nos » et « notre » qui sont utilisés 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 concernant 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.