EnCana Corporation

31 mars 2005 Rapport de gestion

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre terminé le 31 mars 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 « Information prospective » qui figure à la fin de ce rapport de gestion. Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux PCGR du Canada et sont libellés en dollars américains (sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie).

Le présent rapport de gestion est libellé en dollars américains et 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 28 avril 2005.

	Page
RÉSUMÉ DES PRINCIPAUX ÉVÉNEMENTS ET DES RÉSULTATS FINANCIERS	1
SURVOL CONTEXTE COMMERCIAL	2
RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	4
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	18
LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL	20
DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION	21
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS	22
CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS	23
GESTION DES RISQUES	23
PERSPECTIVES	26
MISE EN GARDE	27

Certains termes utilisés dans le présent rapport (et qui ne sont pas définis par ailleurs) sont définis dans les notes intitulées « Information sur le pétrole et le gaz naturel » et « Devises », « Mesures non conformes aux PCGR » et « Définition d'EnCana », qui figurent à la fin du présent rapport.

RÉSUMÉ DES PRINCIPAUX ÉVÉNEMENTS ET DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les principaux événements qui ont marqué le premier trimestre de 2005 sont présentés ci-après:

- Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 1 308 M\$, en hausse de 46 % contre 896 M\$ pour le premier trimestre de 2004.
- La perte nette des activités poursuivies s'est chiffrée à 125 M\$, contre un bénéfice net de 326 M\$ pour le premier trimestre de 2004. Cette perte nette était principalement imputable aux pertes de couverture du prix des marchandises non matérialisées de 628 M\$.après impôts.
- Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies, soit 518 M\$, a augmenté de 12 % par rapport au bénéfice de 462 M\$ du premier trimestre de 2004, en raison de la hausse du volume et des prix, qui a été contrebalancée par une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.
- Le volume des ventes provenant des activités poursuivies s'est accru de 11 %, s'élevant à 4 089 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») équivalents par jour (« Mpi³e/j »), y compris 3 146 Mpi³/j de gaz naturel et 157 184 barils par jour (« b/j ») de liquides de gaz naturel.
- Le prix de vente moyen, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 10 % pour le gaz naturel d'Amérique du Nord et de 17 % pour les liquides de gaz naturel d'Amérique du Nord.

Daga

- EnCana a comptabilisé des pertes de couverture du prix des marchandises matérialisées totalisant 10 M\$ après impôts et des pertes de couverture du prix de marchandises non matérialisées de 628 M\$ après impôts.
- EnCana a racheté environ 11 millions d'actions dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (l'« Offre ») pour un coût total de 669 M\$.

SURVOL

EnCana, qui est une société pétrolière et gazière indépendante occupant une place de chef de file en Amérique du Nord, recherche une croissance prévisible et rentable de son portefeuille de zones de ressources de longue durée au Canada et aux États-Unis. La recherche soutenue de ces ressources non conventionnelles a permis à la société de devenir le plus important producteur de gaz naturel et un chef de file en matière de performance technique et de minimisation des coûts en Amérique du Nord dans le secteur de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération in situ.

EnCana présente les résultats de ses activités poursuivies sous deux grands secteurs d'activité :

les activités en amont, qui englobent principalement l'exploration, la mise en valeur et la production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») et les activités connexes;

Les activités médianes et optimisation des marchés, qui sont exercées par la division des activités médianes et de la commercialisation. Les activités médianes comprennent principalement les activités de stockage de gaz naturel, le traitement des LGN et les activités de production d'électricité. Le groupe de la commercialisation exerce des activités d'optimisation des marchés en vue d'accroître la vente de la production des activités en amont. Les résultats de l'optimisation des marchés incluent les achats et les ventes de produits à des tiers, qui assurent une souplesse de l'exploitation aux chapitres des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

CONTEXTE COMMERCIAL

GAZ NATUREL

Les inquiétudes soulevées par la capacité de l'offre globale de gaz naturel en Amérique du Nord de poursuivre sa croissance malgré les niveaux des forages et l'influence du prix élevé du pétrole brut, ont continué de pousser le prix moyen du gaz coté à la New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») à des sommets historiques.

Le cours moyen élevé du gaz AECO observé au cours du premier trimestre de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004 peut s'expliquer par l'augmentation des prix NYMEX. Pour le premier trimestre, l'écart AECO/NYMEX en 2005 comparativement à celui du premier trimestre de 2004 peut aussi s'expliquer par la hausse des prix NYMEX l'écart ayant tendance à s'accroître au fur et à mesure qu'augmentent les prix NYMEX. Cette situation peut s'expliquer en partie par des coûts de carburant plus élevé que nécessite l'accès aux marchés en aval.

	Trime	stres terminés les 31 1	nars	Exercice terminé
		Comparaison	_	•
Prix de référence du gaz naturel		de 2005 et		
(moyenne de la période)	2005	de 2004	2004	2004
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	6,69 \$	1 %	6,60 \$	6,79 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	6,27	10 %	5,69	6,14
Prix Rockies (Opal) (\$/Mbtu)	5,53	12 %	4,94	5,23
Écart AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	0,86	25 %	0,69	0,91
Écart Rockies/NYMEX (\$/Mbtu)	0,74	-1 %	0,75	0,91

PÉTROLE BRUT

Le prix West Texas Intermediate (« WTI ») du pétrole brut a été plus élevé tant durant le premier trimestre de 2005 que pour le quatrième trimestre de 2004 et passablement plus élevé que pour le premier trimestre de 2004. Cela s'explique par la vigueur persistante de la demande mondiale de pétrole, (principalement en Asie et en Amérique du Nord), un intérêt accru des spéculateurs pour le pétrole brut et les produits connexes et les préoccupations suscitées par la faible capacité excédentaire de production à l'échelle mondiale. Le prix du pétrole brut au cours du premier trimestre a été soutenu en outre par les conditions climatiques de la fin de l'hiver ainsi que par la réduction de l'offre dans le golfe du Mexique et le Canada.

Les écarts entre les prix du lourd se sont considérablement accentués au cours du premier trimestre de 2005, comparativement à 2004, en raison de la hausse des prix du WTI et de l'écart plus important entre le léger et le lourd provenant de la côte américaine du golfe du Mexique, comme en témoigne l'accroissement de l'écart Maya, qui est la valeur de référence du pétrole lourd en Amérique du Nord. La concurrence plus grande du brut/brut lourd canadien a aussi contribué à l'élargissement des écarts du pétrole lourd canadien. Le prix moyen du pétrole de Bow River au cours du premier trimestre 2005 s'établissait à 63 % du prix du WTI, contre 74 % pour le premier trimestre 2004.

Exprimé sous forme de pourcentage du prix du WTI, l'écart WTI/NAPO pour le premier trimestre de 2005 est demeuré relativement inchangé par rapport à la même période de 2004, malgré un élargissement des écarts entre le pétrole brut et le pétrole léger sur la côte américaine du golfe du Mexique. Cette situation s'explique principalement par l'accroissement du revenu net tiré des ventes du NAPO sur la côte ouest des États-Unis.

	Trimes	tres terminés les 31 i	mars	Terminé
		Comparaison		
Prix de référence du pétrole brut		de 2005 et		
(moyenne pour la période \$/b)	2005	de 2004	2004	2004
WTI	50,03 \$	42 %	35,25 \$	41,47 \$
Écart WTI/Maya	17,23	84 %	9,35	11,58
Écart WTI/Bow River	18,51	105 %	9,03	12,82
Écart WTI/OCP NAPO (Équateur)	17,18	47 %	11,65	14,33

TAUX DE CHANGE DU DOLLAR AMÉRICAIN PAR RAPPORT AU DOLLAR CANADIEN

Le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien au 31 mars 2005, soit 0,827 \$ US pour 1 \$ CA, a augmenté de 8 % par rapport au taux de 0,763 \$ du 31 mars 2004. Le taux de mars 2005 est légèrement inférieur à celui qui avait cours à la fin de l'exercice 2004.



RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉ

Les flux de trésorerie sont passés de 995 M\$ à 1 413 M\$, une hausse de 418 M\$ ou 0,98 \$ par action après dilution. Le prix plus élevé des marchandises et la croissance du volume des ventes ont été contrebalancés en partie par l'accroissement des charges. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont accrus de 412 M\$ soit 0,96 \$ par action après dilution, pour atteindre un total de 1 308 M\$ pour le premier trimestre de 2005 en regard de 896 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004.

Le bénéfice net a diminué de 335 M\$ pour s'établir à une perte nette de 45 M\$ pour le trimestre. La perte nette d'EnCana des activités poursuivies au cours du trimestre s'est chiffrée à 125 M\$ comparativement à un bénéfice net de 326 M\$ pour le premier trimestre de 2004. L'accroissement du volume et la hausse des prix au cours du premier trimestre de 2005 ont été contrebalancés par des pertes sur couverture du prix de marchandises provenant des activités poursuivies, soit 628 M\$ après impôts, par l'augmentation des charges d'exploitation, des frais d'administration et de la charge d'amortissement et d'épuisement. La perte nette du trimestre comprend une perte après impôts non matérialisée de 15 M\$ sur la dette canadienne libellée en dollars américains, imputable à la dévaluation du dollar canadien depuis la fin de l'exercice, comparativement à une perte non matérialisée après impôts de 32 M\$ pour le premier trimestre de 2004.

ACQUISITIONS ET DÉSINVESTISSEMENTS

EnCana a annoncé qu'elle projette de se départir d'actifs traditionnels parvenus à maturité dans l'Ouest canadien et produisant environ 22 000 barils d'équivalent pétrole par jour, d'actifs dans le golfe du Mexique, de certaines installations de collecte et de traitement du gaz naturel dans les États américains des Rocheuses et de ses entreprises en Équateur.

Le 28 avril 2005, EnCana a annoncé qu'elle avait vendu ses actifs du golfe du Mexique pour un produit d'environ 2 G\$ en espèces, donnant ainsi lieu à un produit net d'environ 1,5 G\$ après impôts et autres ajustements. Cette vente, qui devrait être conclue au plus tard le 13 juin 2005, est assujettie aux conditions de clôture habituelles et à l'approbation des organismes de réglementation. L'emploi prévu du produit de cette opération de désinvestissement est expliqué à la section « Perspectives ».

	Trimest	tres terminé	s les 31	mars	Exercice terminé
Sommaire des données financières consolidées		Comparai de 2005			
(en M\$, sauf les données par action)	2005	de 2004	1	2004	2004
Flux de trésorerie ¹⁾	1 413 \$	42	%	995 \$	4 980 \$
- par action, de base	3,17	47	%	2,16	10.82
– par action, di ué	3,11	46	%	2,13	10,64
- par action, unite	3,11	40	/0	2,13	10,04
Résultat net	(45)	-116	%	290	3 513
- par action, de base	(0,10)	-116	%	0,63	7,63
- par action, dilué	(0,10)	-116	%	0,62	7,51
Bénéfice d'exploitation ²⁾	611	31	%	465	1 976
– par action, dilué	1,34	34	%	1,00	4,22
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ¹⁾	1 308	46	%	896	4 605
- par action, de base	2,93	51	%	1,94	10,00
- par action, die base - par action, dilué	2,88	50	%	1,92	9,84
- par action, unuc	2,00	30	/0	1,92	9,04
Résultat net des activités poursuivies	(125)	-138	%	326	2 211
- par action, de base	(0,28)	-139	%	0,71	4,80
- par action, dilué	(0,28)	-140	%	0,70	4,72
D(n(G) = 121 - idetical description description = 2)	510	12	0/	462	1.000
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾	518	12	%	462	1 989
- par action, dilué	1,14	15	%	0,99	4,25
Produits, déduction faite des redevances	2 661	-3	%	2 730	11 810

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

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont

traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Sommaire trimestriel	2005	2004)05				2003	
(en M\$, sauf les données par action)	T1	T4	Т3	T2	T1	T4	Т3	T2		
Flux de trésorerie ¹⁾	1 413 \$	1 491 \$	1 363 \$	1 131 \$	995 \$	1 254 \$	977 \$	1 007 \$		
- par action, de base	3,17	3,25	2,95	2,46	2,16	2,71	2,06	2,10		
- par action, dilué	3,11	3,21	2,92	2,43	2,13	2,69	2,04	2,08		
Résultat net	(45)	2 580	393	250	290	426	290	807		
 par action, de base 	(0,10)	5,62	0,85	0,54	0,63	0,92	0,61	1,68		
- par action, dilué	(0,10)	5,55	0,84	0,54	0,62	0,91	0,61	1,67		
Bénéfice										
d'exploitation2)	611	573	559	379	465	316	278	277		
- par action, dilué	1,34	1,23	1,20	0,81	1,00	0,68	0,58	0,57		
Flux de trésorerie liés										
aux activités	1 200	1 420	1.250	1.021	006	1 102	010	000		
poursuivies	1 308	1 429	1 259	1 021	896	1 103	918	990		
- par action, de base	2,93	3,11	2,73	2,22	1,94	2,39	1,94	2,06		
- par action, dilué	2,88	3,07	2,70	2,19	1,92	2,37	1,92	2,04		
Résultat net des										
activités poursuivies	(125)	1 188	432	265	326	447	266	801		
 par action, de base 	(0,28)	2,59	0,94	0,58	0,71	0,97	0,56	1,67		
- par action, dilué	(0,28)	2,56	0,93	0,57	0,70	0,96	0,56	1,65		
Bénéfice d'exploitation										
des activités										
poursuivies ²⁾	518	612	553	362	462	337	254	271		
- par action, dilué	1,14	1,32	1,19	0,78	0,99	0,72	0,53	0,56		
Produits, déduction faite										
des redevances	2 661	4 208	2 320	2 552	2 730	2 639	2 190	2 233		

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

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'EnCana se sont établis à 1 413 M\$ pour le premier trimestre de 2005, soit une augmentation de 418 M\$, ou 0,98 \$ par action après dilution, par rapport au trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation est attribuable à l'augmentation globale de 5 % du volume des ventes de la société, à des hausses de prix au cours du premier trimestre de 2005 et à la baisse des pertes de couverture matérialisée. Les activités abandonnées d'EnCana ont contribué 105 M\$ aux flux de trésorerie au cours du trimestre, soit une hausse de 6 M\$ en regard du premier trimestre de 2004.

Pour le premier trimestre de 2005, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont augmenté de 412 M\$, ou 0,96 \$ par action après dilution, pour se chiffrer à 1 308 M\$ par rapport à ceux inscrits pour le trimestre correspondant de 2004. Les principaux faits qui expliquent cette augmentation sont les suivants :

- le volume des ventes de gaz naturel a fait un bond de 17 %, s'établissant à 3 146 Mpi³/j;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 5,81 \$ par kpi³ pour le premier trimestre de 2005 contre 5,26 \$ par kpi³ pour le premier trimestre de 2004, soit une hausse de 10 %;

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

- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 29,77 \$ le baril au premier trimestre de 2005, contre 25,39 \$ le baril pour le premier trimestre de 2004, soit une hausse de 17 %:
- les pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises comprises dans les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont totalisé 10 M\$ après impôts pour le premier trimestre de 2005, comparativement à 60 M\$ après impôts pour la période correspondante de 2004;
- la charge de l'impôt sur les bénéfices exigibles s'est établie à 225 M\$ pour le trimestre, soit au même niveau qu'au trimestre correspondant de 2004.

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 s'acquitter de ses obligations financières. Le calcul des flux de trésorerie est présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie dans les états financiers consolidés intermédiaires.

BÉNÉFICE NET

La perte nette d'EnCana s'est chiffrée à 45 M\$ pour le premier trimestre de 2005 contre un bénéfice net de 290 M\$ pour le premier trimestre de 2004.

Pour le premier trimestre, la perte nette liée des activités poursuivies d'EnCana s'est établie à 125 M\$, une baisse de 451 M\$ ou de 0,98 \$ par action après dilution, en 2005 en regard de 2004. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies et dont il a été question précédemment, les faits marquants sont les suivants :

- la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché, s'est élevée à 628 M\$ après impôts pour le premier trimestre de 2005, contre 213 M\$ après impôts pour le premier trimestre de 2004;
- en 2004, un gain de 109 M\$ attribuable à une modification des taux d'imposition a été comptabilisé sans montant correspondant jusqu'à maintenant en 2005;
- une perte non matérialisée après impôts de 15 M\$ sur la dette canadienne libellée en dollars américains comptabilisée jusqu'à maintenant en 2005, en regard d'une perte non matérialisée de 32 M\$ après impôts pour le premier trimestre de 2004;
- une augmentation de 160 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement résultant d'un accroissement du volume des ventes, des conséquences de l'appréciation du dollar canadien et d'une hausse des taux d'amortissement et d'épuisement imputable aux conséquences du taux de change, de l'acquisition de Tom Brown, Inc. (« TBI ») en mai 2004 et l'accroissement des frais de mise en valeur futurs.

L'incidence sur les résultats de la conversion des dollars canadiens en dollars américains doit être prise en compte lors de l'analyse de composantes précises des états financiers intermédiaires consolidés. Pour chaque tranche de 100 \$ CA des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration que la société a engagés, elle a dû absorber des charges additionnelles de quelque 5,60 \$ US. Ce montant est fondé sur une hausse du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien qui est passé de 0,759 \$ US pour 1 \$ CA pour le premier trimestre de 2004 à 0,815 \$ US pour 1 \$ CA pour le premier trimestre de 2005. La fluctuation du taux de change a eu peu d'effet sur les produits de la société, du fait que le prix touché sur les marchandises est en dollars américains pour la plupart; s'il est en dollars canadiens, il est étroitement lié à la valeur du dollar américain.

Rapprochement du résultat net des activités poursuivies entre 2004 et 2005 (en MS)

Bénéfice net des activités poursuivies du premier trimestre de 2004	326 \$
Volume en amont	217
Prix en amont	180 1)
Perte matérialisée sur contrats financiers	72
Impôts sur les bénéfices	(16)
Gain à la cession	(34)
Charges des activités en amont	(88)
Charges d'amortissement et d'épuisement	(160)
Écart d'évaluation non matérialisé sur contrats financiers	(652)
Autres	30
Perte nette des activités poursuivies du premier trimestre de 2005	(125) \$

Ne tient pas compte de l'incidence de la couverture financière en amont.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui indiquent le bénéfice net compte non tenu des éléments hors exploitation comme le gain ou la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, les effets après impôts non matérialisés de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, le gain ou la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains ainsi que l'incidence des changements des taux d'imposition prévus par la loi. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers entre les périodes. La plupart des gains et des pertes de change non matérialisés sur la dette canadienne libellée en dollars américains se rapportent à des dettes échéant à plus de cinq ans. Le tableau qui suit a pour but de fournir aux investisseurs des informations qui soient comparables entre les exercices.

	T	rimest	res terminé	s les 31	mars		Exercice terminé	
Sommaire du bénéfice d'exploitation (en M\$)	2005		Comparais de 2005 de 2004	et	2004		2004	
Résultat net, déjà établi	(45)	\$	-116	%	290	\$	3 513	\$
Déduire le gain à l'abandon d'activités	-				-		(1 364)	
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur								
du marché (après impôts)	641				252		165	
Déduire la perte (le gain) de change non matérialisé								
à la conversion de la dette canadienne libellée en	15				22		(220)	
dollars américains (après impôts) Déduire l'économie d'impôts futurs par suite des	15				32		(229)	
réductions de taux d'imposition	_				(109)		(109)	
Bénéfice d'exploitation ^{1) 2)}	611	\$	31	%	465	\$	1 976	\$
Denotino di empresiminoni		Ψ	51	70	103	Ψ	17,0	Ψ
(en \$ par action ordinaire, après dilution)								
Résultat net, déjà établi	(0,10)	S	-116	%	0,62	\$	7,51	\$
Déduire le gain à l'abandon d'activités	(0,10)	Ψ	110	, 0		Ψ	(2,92)	
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur							() ,	
du marché (après impôts)	1,41				0,54		0,35	
Déduire la perte (le gain) de change non matérialisé								
à la conversion de la dette canadienne libellée en								
dollars américains (après impôts)	0,03				0,07		(0,49))
Déduire l'économie d'impôts futurs par suite des					(0.22)		(0.22)	
réductions de taux d'imposition Bénéfice d'exploitation ^{1) 2)}	1 24	•	34	%	(0,23)	\$	(0,23)	
Beliefiee a exploitation	1,34	Φ	34	/0	1,00	Ф	4,22	\$

Les gains ou les pertes non matérialisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

	Т	rimes	tres terminé	s les 31	mars	Exercice terminé	
Sommaire du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies			Comparais de 2005	son			
(en M\$)	2005		de 2004		2004	 2004	
Résultat net des activités poursuivies, déjà établi	(125)	\$	-138	%	326	\$ 2 211	\$
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur					212	117	
du marché (après impôts) Déduire la perte (le gain) de change non matérialisé à la conversion de la dette canadienne libellée en	628				213	116	
dollars américains (après impôts) Déduire l'économie d'impôts futurs par suite des	15				32	(229)	
réductions de taux d'imposition					(109)	 (109)	
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ^{1) 2)}	518	\$	12	%	462	\$ 1 989	\$
(en \$ par action ordinaire, après dilution)							
Résultat net des activités poursuivies, déjà établi Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur	(0,28)	\$	-140	%	0,70	\$ 4,72	\$
du marché (après impôts)	1,39				0,45	0,25	
Déduire la perte (le gain) de change non matérialisé à la conversion de la dette canadienne libellée en							
dollars américains (après impôts) Déduire l'économie d'impôts futurs par suite des	0,03				0,07	(0,49)	
réductions de taux d'imposition	_				(0,23)	(0,23)	
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ^{1) 2)}	1,14	\$	15	%	0,99	\$ 4,25	\$

Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le résultat net des activités poursuivies, compte non tenu des effets après impôts non matérialisés de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux d'imposition.

Les gains ou les pertes non matérialisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le résultat net compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des effets après impôts non matérialisés de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux d'imposition réglementaires.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

ACTIVITÉS EN AMONT

Résultats financiers des activités poursuivies Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)		200	5		
		Pétrole brut			
	Gaz produit	et LGN	Autres	Total	
Produits, déduction faite des redevances	1 697 \$	348 \$	61 \$	2 106	\$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	75	12	-	87	
Transport et vente	114	17	-	131	
Exploitation	165	71	56	292	
Flux de trésorerie d'exploitation	1 343 \$	248 \$	5 \$	1 596	\$
Amortissement et épuisement				660	
Bénéfice des activités en amont				936	\$
(en M\$)		200	4		
		Pétrole brut			
	Gaz produit	et LGN	Autres	Total	
Produits, déduction faite des redevances	1 266 \$	313 \$	50 \$	1 629	\$
Charges					
Taxe à la production et impôts miniers	46	8	-	54	
Transport et vente	106	21	-	127	
Exploitation	121	73	47	241	
Flux de trésorerie d'exploitation	993 \$	211 \$	3 \$	1 207	\$
Amortissement et épuisement		_		503	
Bénéfice des activités en amont				704	\$

Les résultats des activités poursuivies traduisent une augmentation de 11 % du volume ou de 410 Mpi³e/j du volume des ventes pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 comparativement à la période correspondante de 2004. L'augmentation du volume des ventes s'explique principalement par la croissance interne des zones de ressources en Amérique du Nord. De plus, le volume des ventes s'est accru en raison de l'acquisition de TBI, contrebalancée quelque peu par la cession d'actifs secondaires en 2004.

Les produits, déduction faite des redevances, reflètent l'augmentation du prix de référence du gaz naturel et du pétrole brut (voir la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport) au cours du trimestre, augmentation contrebalancée par les pertes de couverture matérialisées. Les pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises et des devises pour le premier trimestre terminé le 31 mars 2005 était de 22 M\$, ou 0,06 \$ par kpi³e, en regard de 92 M\$ ou 0,27 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004.

Les taxes à la production et les impôts miniers sur la production de gaz en Amérique du Nord ont augmenté de 63 % pour le premier trimestre de 2005 en regard de la période correspondante de 2004 en raison principalement de la montée du prix et du volume du gaz naturel aux États-Unis et de la majoration du taux d'imposition réel sur l'accroissement de la production au Colorado.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, les charges d'exploitation ont augmenté de 51 M\$ ou de 0,06 \$ par kpi³e pour s'établir à 0,64 \$ par kpi³e comparativement à 0,58 \$ par kpi³e pour le trimestre correspondant de 2004, en raison principalement d'une augmentation du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien en 2005 et d'une augmentation des charges de rémunération à long terme résultant d'une hausse du cours des actions d'EnCana. N'eût été de l'incidence du taux de change, les charges d'exploitation auraient été portées à 0,60 \$ par kpi³e.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 157 M\$ pour le premier trimestre de 2005 comparativement au premier trimestre de 2004 en raison principalement de l'accroissement du volume des ventes et de l'incidence de l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain sur le calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement libellée en dollars canadiens. En Amérique du Nord, compte non tenu des autres activités, les taux d'amortissement et d'épuisement ont été de 1,77 \$ par kpi³e pour le premier trimestre de 2005 comparativement à 1,48 \$ par kpi³e pour le premier trimestre de 2004. La charge d'amortissement s'est accrue en 2005 en raison des répercussions du taux de change, de l'acquisition de TBI et de l'accroissement des frais de mise en valeur futurs.

Variation des produits du premier trimestre de 2005 en regard du premier trimestre de 2004 Des activités poursuivies

Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)

	Produits						Produit	S
	de 2004,	,					de 2005	,
	déduction	n	Variation of	des			déductio	n
	faite des	;	produits	:			faite de	S
	redevance	es	Prix 1)		Volume	;	redevanc	es
Gaz produit								
Canada	936	\$	166	\$	31	\$	1 133	\$
États-Unis	330		36		198		564	
Total du gaz produit	1 266	\$	202	\$	229	\$	1 697	\$
Pétrole brut et LGN								
Canada	285	\$	41	\$	(33)	\$	293	\$
États-Unis	28		6		21		55	
Total du pétrole brut et des LGN	313	\$	47	\$	(12)	\$	348	\$

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

L'augmentation du volume des ventes représente environ 47 % de la variation des produits, déduction faite des redevances, pour le premier trimestre de 2005 en regard du premier trimestre de 2004. Dans le tableau ci-dessus, les incidences des fluctuations du prix sont atténuées par les variations en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent des pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises mentionnées précédemment.

La variation de (33) M\$ des ventes de pétrole brut et de LGN au Canada pour le premier trimestre de 2005 par rapport au premier trimestre de 2004 peut être attribuée principalement aux cessions de propriétés productives de pétrole conventionnelles matures au cours de 2004.

Volume trimestriel des ventes	2005		20	04			2003				
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	Т3	T2			
Gaz produit (Mpi³/j)	3 146	3 087	3 096	3 001	2 684	2 662	2 518	2 457			
Pétrole brut (barils par jour)	130 826	132 061	142 506	144 347	142 669	151 644	149 582	134 734			
LGN (barils par jour)	26 358	27 409	27 167	26 340	23 208	22 827	23 288	24 934			
Activités poursuivies											
$(Mpi^3e/j)^{I)}$	4 089	4 044	4 114	4 025	3 679	3 709	3 555	3 415			
Activités abandonnées Équateur (barils par jour) Royaume-Uni (barils d'équivalent pétrole	72 487	77 876	74 846	78 303	80 982	77 352	39 807	37 221			
par jour) ²⁾	-	13 927	20 222	26 728	22 755	18 400	6 979	11 019			
Syncrude (barils par jour)	-		=	-	-		3 399	7 316			
Activités abandonnées (Mpi³e/j) ¹	435	551	570	630	623	574	301	333			
Total $(Mpi^3e/j)^{1}$	4 524	4 595	4 684	4 655	4 302	4 283	3 856	3 748			

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

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

Volume des ventes pour le cumul de l'exercice	Trime	estres terminés le	es 31 mar	·s	Exercice terminé en
·		Comparaison de 2005 et	1		
	2005	de 2004		2004	2004
Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)	3 146	17 %	ó	2 684	2 968
Pétrole brut (barils par jour)	130 826	-8 %	6 1	42 669	140 379
LGN (barils par jour)	26 358	14 %	o :	23 208	26 038
Activités poursuivies $(Mpi^3e/j)^{1/2}$	4 089	11 %	<u></u>	3 679	3 966
Activités abandonnées					
Equateur (barils par jour)	72 487	-10 %	ó	80 982	77 993
Royaume-Uni (barils d'équivalent pétrole par jour) ²⁾		-100 %	ó	22 755	20 973
Activités abandonnées (Mpi³e/j) ¹⁾	435	-30 %	ó	623	594
Total $(Mpi^3e/j)^{1}$	4 524	5 %	ó –	4 302	4 560

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

Pour le premier trimestre de 2005, le volume des ventes des activités poursuivies a été de 11 %, ou 410 Mpi³e/j supérieurs à celui du premier trimestre de 2004.

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

Le volume des ventes de gaz naturel au Canada pour le premier trimestre de 2005 a été plus élevé d'environ 4 % ou 79 Mpi³/j qu'au trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation résulte principalement de la réussite des programmes de forage de zones de ressources situées dans les régions Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie-Britannique et de Shallow Gas et de CBM dans le sud de l'Alberta et de retraits de 27 Mpi³/j dans les réserves de gaz pour le premier trimestre de 2005. La croissance du volume a été partiellement réduite par la cession nette de biens secondaires qui ont produit environ 92 Mpi³/j en 2004. Le volume de gaz naturel produit aux États-Unis au cours du premier trimestre a été d'environ 56 % ou 383 Mpi³/j plus élevé qu'au trimestre correspondant de 2004. Ces augmentations s'expliquent principalement par l'acquisition de TBI qui a accru la production d'environ 271 Mpi³/j, l'acquisition des propriétés de Fort Worth en décembre 2004 qui a accru la production d'environ 31 Mpi³/j et la réussite des programmes de forage des zones de ressources Piceance et Jonah qui ont accru la production d'environ 80 Mpi³/j.

En 2005, le volume des ventes des liquides des activités poursuivies a été de 5 %, ou 8 693 b/j supérieur à celui du premier trimestre de 2004. La baisse du volume des ventes de liquides s'explique principalement par la cession de Petrovera et d'autres propriétés secondaires respectivement au cours du premier et du troisième trimestre de 2004, cette baisse ayant toutefois été contenue par la mise en valeur continue de Pelican Lake et de Foster Creek ainsi que par l'accroissement de la production de LGN à la suite de l'acquisition de TBI.

Résultats par élément – Gaz produit Trimestres terminés les 31 mars

(\$ par millier de pieds cubes)

_	Canada		<u>États-Unis</u>			
_	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004
Prix	5,70 \$	9 %	5,21 \$	6,04 \$	12 %	5,39 \$
Charges Taxe à la production et						
impôts miniers	0,09	13 %	0,08	0,62	22 %	0,51
Transport et vente	0,37	-16 %	0,44	0,46	18 %	0,39
Exploitation	0,65	16 %	0,56	0,45	36 %	0,33
Revenu net	4,59 \$		4,13 %	4,51 \$		4,16 \$
Volume des ventes de gaz (Mpi³e/j)	2 079	4 %	2 000	1 067	56 %	684

Le prix du gaz naturel établi selon l'indice de référence NYMEX a été de 10 % plus élevé pour le premier trimestre de 2005 que pour 2004. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, les gains matérialisés sur les couvertures du prix de marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel ont été d'environ 51 M\$, soit 0,18 \$ le kpi³, en regard d'une perte d'environ 20 M\$ ou 0,08 \$ le Kpi³ pour la même période en 2004.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis affichent une hausse de 22 %, ou 0,11 \$ le kpi³, pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 en regard de celles de 2004, 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, quelque peu réduit par la baisse de la production et des impôts miniers pour la production de TBI.

Les frais de transport et de vente unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 18 %, ou 0,07 \$ le kpi³, pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 en regard de ceux de 2004, en raison principalement de la commercialisation du volume de gaz de TBI en aval de la tête de puits. Les frais de transport et de vente unitaires au Canada ont diminué de 16 %, ou 0,07 \$ le kpi³, pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 comparativement à la période correspondante de 2004, en raison d'une réduction des distances moyennes entre les installations de production et celles des marchés de vente.

Pour le premier trimestre de 2005, les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 16 %, ou 0,09 \$ le kpi³, supérieures à celles de la période correspondante de 2004, surtout en raison de l'augmentation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, des frais de réparation et d'entretien, des frais d'électricité et des impôts fonciers. Une augmentation de 36 % ou de 0,12 \$ le kpi³ des charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis, pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 comparativement à la période correspondante de 2004 s'explique principalement par les charges d'exploitation plus élevées des propriétés de TBI. De plus, les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis ont été influencées par une hausse de la charge de rémunération à long terme pour le premier trimestre de 2005.

Résultats par élément – Pétrole brut Trimestres terminés les 31 mars (en \$ par baril)

	Amérique du Nord			
	-	Comparaison of	le	
	2005	2005 et de 200)4	2004
Prix	27,60 \$	12	%	24,73 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	0,53	43	%	0,37
Transport et vente	1,39	-7	%	1,50
Exploitation	6,04	8	%	5,61
Revenu net	19,64 \$			17,25 \$
Volume des ventes de pétrole brut (barils par jour)	130 826	-8	%	142 669

La hausse du prix moyen du pétrole brut au cours du premier trimestre de 2005, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture financières, s'explique par la hausse de 42 % 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 105 %). Les pertes matérialisées sur les opérations de couverture du prix de marchandises et des devises au titre du pétrole brut se sont chiffrées à environ 73 M\$, ou 5,18 \$ le baril de liquides de gaz naturel en 2005, contre une perte d'environ 72 M\$, ou 4,79 \$ le baril de liquides en 2004.

Les taxes à la production et les impôts miniers sur la production de gaz en Amérique du Nord ont augmenté de 43 % ou de 0,16 \$ par baril pour le premier trimestre de 2005 en regard du trimestre correspondant de 2004 en raison principalement de la montée des prix et de l'accroissement du volume provenant des gisements de l'Alberta et de la Saskatchewan qui sont respectivement assujettis à la *freehold mineral tax* et à la taxe sur les ressources de la Saskatchewan.

Les frais de transport et de vente unitaires du pétrole brut pour le premier trimestre de 2005 ont diminué de 7 % ou de 0,11 \$ par baril, principalement en raison d'un ajustement des tarifs de transport du pétrole de 2004 durant le quatrième trimestre de 2004, ajustement qui a été partiellement contrebalancé par une augmentation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires au titre du pétrole brut ont augmenté de 8 % ou de 0,43 \$ par baril pour le premier trimestre de 2005, comparativement à la période correspondante de 2004, principalement en raison d'une hausse des taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de l'augmentation des frais de reconditionnement, de réparation et de maintenance, des coûts du carburant pour les projets de DGMV et de la charge de rémunération à long terme. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la vente de Petrovera en février 2004, propriété qui comportait des charges d'exploitation plus élevées que les autres.

Résultats par élément – LGN Trimestres terminés les 31 mars

(en \$ par baril)	en \$ par baril) Canada			États-Unis			
		Comparaison de 2005 et			Comparaison de 2005 et		
	2005	de 2004	2004	2005	de 2004	2004	
Prix	40,04 \$	47 %	27,27 \$	40,93 \$	25 %	32,77 \$	
Charges Taxe à la production et							
impôts miniers	-	-	-	4,20	36 %	3,09	
Transport et vente	0,35	-	0,35	0,01	=	-	
Revenu net	39,69 \$		26,92 \$	36,72 \$		29,68 \$	
Volume des ventes de LGN (barils						_	
par jour)	11 692	-16 %	13 971	14 666	59 %	9 237	

Les variations du prix matérialisé pour les LGN correspondent de manière générale aux variations du prix WTI. Le niveau élevé du prix WTI du pétrole au premier trimestre de 2005 a eu une incidence positive sur le prix des LGN.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis pour le trimestre terminé le 31 mars 2005 en regard de 2004 ont augmenté de 36 % ou 1,11 \$ le baril. Les principaux facteurs qui expliquent cette augmentation sont la hausse du prix des LGN au premier trimestre de 2005 et l'accélération de la croissance de la production au Colorado, qui entraîne un taux réel de la taxe à la production plus élevé, facteurs qui ont été compensés quelque peu par les tarifs plus faibles de la production de TBI.

ACTIVITÉS MÉDIANES ET OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)		2005			2004	
	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total
Produits	566 \$	961 \$	1 527 \$	551 \$	868 \$	1 419 \$
Charges						
Transport et vente	-	5	5	-	8	8
Exploitation	73	10	83	71	7	78
Produits achetés	428	935	1 363	449	838	1 287
Flux de trésorerie d'exploitation Amortissement	65 \$	11 \$	76 \$	31 \$	15 \$	46 \$
et épuisement			9			7
Bénéfice sectoriel			67 \$			39 \$

Les produits dans le secteur des activités médianes et de l'utilisation des marchés ont augmenté de 8 % pour le premier trimestre de 2005 comparativement au trimestre correspondant de 2004, principalement en raison de l'augmentation du prix des marchandises. Les flux de trésorerie d'exploitation ont augmenté de 30 M\$ au cours de la même période pour s'établir à 76 M\$ en raison de l'amélioration des résultats provenant des activités d'optimisation du stockage de gaz.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

	Trimestres terminés les 31 mars				
(en M\$)	2005		Comparaison de 2005 et de 2004		
Produits	(972) \$	-206	%	(318) \$	
Charges					
Exploitation	(3)	50	%	(2)	
Amortissement et épuisement	17	6	%	16	
Bénéfice sectoriel	(986) \$	-197	%	(332) \$	
Administration	61	24	%	49	
Intérêts, montant net	100	27	%	79	
Désactualisation des obligations liées à la mise					
hors service d'immobilisations	9	50	%	6	
Perte de change	31	-47	%	59	
Rémunération à base d'actions	4	-20	%	5	
Gain à la cession	-	-100	%	(34)	
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(63)	-20	%	(79)	

Les produits des activités non sectorielles comprennent pour le premier trimestre de 2005 des pertes non matérialisées d'environ 972 M\$, établies en fonction de la valeur du marché, au titre de contrats de couverture financière et de contrats de couverture du prix de marchandises, comparativement à 320 M\$ pour la période correspondante de 2004. D'autres gains calculés en fonction de la valeur du marché (7 M\$) sur les instruments financiers dérivés, qui ont trait aux intérêts et à la consommation d'électricité, sont comptabilisés dans les postes « Intérêts, montant net » et « Charges d'exploitation », respectivement.

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 24 % pour le trimestre terminé le 31 mars 2005. Cette augmentation correspond à l'incidence de l'accroissement de la charge de rémunération à long terme ainsi qu'à l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Les frais d'administration se sont établis à environ 0,17 \$ par Mpi³e, comparativement à 0,15 \$ par Kpi³e pour le premier trimestre de 2004.

La hausse des intérêts débiteurs s'explique en bonne partie par l'accroissement de l'encours moyen de la dette comparativement au 31 mars 2004 par suite de l'acquisition de TBI au cours du deuxième trimestre de 2004. La dette à long terme de 7 695 M\$ d'EnCana au 31 mars 2005 est comparable à l'encours de la dette au 31 décembre 2004. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'Encana sur la dette en cours s'est élevé à 5,4 %, en hausse par rapport à une moyenne approximative de 5,0 % en 2004.

La majeure partie de la perte de change de 31 M\$ constatée jusqu'ici en 2005 résulte de 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 sa dette à long terme libellée en dollars américains contractée au Canada au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les gains ou les pertes de change en résultant sont imputés aux résultats consolidés.

Au cours du premier trimestre de 2004, Encana a vendu une participation en actions et constaté un gain de 34 M\$ sur cette vente; aucune vente similaire n'a été effectuée au cours du premier trimestre de 2005.

Le taux d'imposition réel pour le premier trimestre de 2005 s'est traduit par une économie d'impôts de 33,5 %, contre une économie de 32,0 % constatée en 2004. De plus amples informations sur le taux d'imposition réel d'EnCana sont données à la note 6 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Les impôts sur les bénéfices font l'objet d'un calcul annuel, et 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 assujetti à l'impôt. Plusieurs catégories d'éléments répondent à ce critère, notamment :

- l'incidence des cessions d'immobilisations lorsque la valeur fiscale de l'actif vendu diffère de la 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 (non déductible) des gains (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 comptable sont différents.

Le taux d'imposition réel de 2004 tient compte d'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 %, et du maintien par l'Alberta jusqu'en 2007 de la déduction relative aux ressources et du régime des redevances à la Couronne non déductibles.

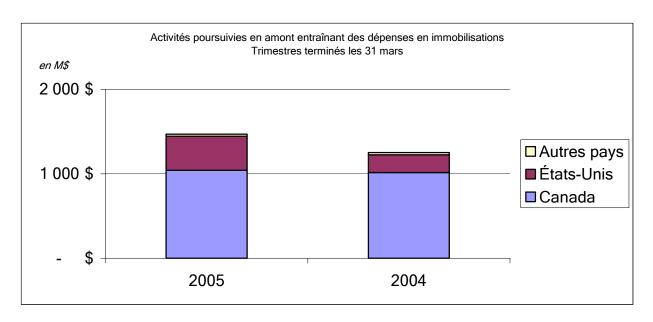
La charge d'impôts exigibles a atteint 225 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, soit le même montant que pour le trimestre correspondant de 2004.

Les activités de la société 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	Tri	mestres terminés les 31 mar	s
(en M\$)	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004
Activités en amont	1 457 \$	18 %	1 239 \$
Activités médianes et optimisation des marchés	44	389 %	9
Activités non sectorielles	6	-33 %	9
Dépenses en immobilisations essentielles	1 507 \$	20 %	1 257 \$
Acquisitions	12	-96 %	267
Cessions	(53)	-91 %	(566)
Activités abandonnées	47	-82 %	267
Investissements en capitaux, montant net	1 513 \$	24 %	1 225 \$

Les dépenses en immobilisations de la société ont augmenté d'environ 250 M\$, passant de 1 257 M\$ pour le premier trimestre de 2004 à 1 507 M\$ pour la période correspondante de 2005.



DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS LIÉES AUX ACTIVITÉS EN AMONT

L'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux activités en amont pour le premier trimestre de 2005, comparativement à la période correspondante de 2004, s'explique par un accroissement des activités de forage et de mises en valeur aux États-Unis, principalement en raison des propriétés de TBI acquises en 2004 et des conséquences de l'augmentation de la moyenne du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien sur la dépense libellée en dollars canadiens, conséquences qui ont été partiellement contrebalancées par la diminution des activités de forage au Canada en raison d'une débâcle printanière hâtive causée par le temps doux. La fluctuation du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien a entraîné une hausse d'environ 75 M\$ des dépenses en immobilisations libellées en dollars canadiens. Les dépenses en immobilisations au titre du gaz naturel ont été axées principalement sur la mise en valeur continue des zones de ressources importantes dans les régions Piceance, Jonah, East Texas et Fort Worth aux États-Unis et Greater Sierra, Cutbank Ridge et Shallow Gas au Canada. Les dépenses en immobilisations au titre du pétrole brut ont été concentrées en 2005 dans les régions de Foster Creek et de Pelican Lake en Alberta. La société a foré 1 352 puits nets au cours du premier trimestre de 2005, comparativement à 1 613 puits nets pour la période correspondante de 2004.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DU SECTEUR DES ACTIVITÉS MÉDIANES ET OPTIMISATION DES MARCHÉS

Les dépenses en immobilisations du premier trimestre de 2005 concernent principalement les activités de préconstruction en cours au pipeline Entrega au Colorado.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DES ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Les dépenses en immobilisations des activités non sectorielles se rapportent principalement aux systèmes informatiques, aux améliorations locatives ainsi qu'au mobilier et au matériel de bureau.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Les activités abandonnées inscrites dans les états financiers consolidés intermédiaires comprennent l'Équateur en 2005 ainsi que le Royaume-Uni en 2004. Le bénéfice net d'EnCana provenant des activités abandonnées s'établit à 80 M\$ pour le premier trimestre de 2005 comparativement à une perte nette de 36 M\$ en 2004 et comprend des pertes matérialisées de couverture sur prix de marchandises de 15 M\$ après impôts comparativement à 39 M\$ après impôts en 2004 et des pertes non matérialisées sur couvertures financières de 13 M\$ après impôts comparativement à 39 M\$ après impôts en 2004. Un résumé des informations est donné ci-dessous. De plus amples informations sur les activités abandonnées d'EnCana sont données à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

ÉQUATEUR

	Trimestres terminés les 31 mars			
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004	
Volume des ventes Pétrole brut (barils par jour)	72 487	-10 %	80 982	
(en M\$) Résultat net des activités abandonnées Investissements en capitaux	80 \$ 47	358 % -13 %	(31) \$ 54	

Le volume de production pour le premier trimestre de 2005 s'est établi à 75 695 b/j en moyenne, soit essentiellement le même niveau que celui de la période correspondante de 2004. Le volume des ventes du premier trimestre de 2005 a diminué de 10 % pour s'établir en moyenne à 72 487 b/j principalement en raison d'enlèvements déficitaires de 3 208 b/j au cours du premier trimestre de 2005, comparativement à des enlèvements excédentaires de 4 662 b/j au cours du premier trimestre de 2004.

Les taxes à la production et les impôts miniers ont été de 11 M\$ plus élevés pour le premier trimestre de 2005 comparativement à 2004 en raison du prix matérialisé et du volume plus élevé dans le bloc de Tarapoa, qui a été partiellement contrebalancé par la baisse du volume des ventes de Tarapoa. La société est tenue de verser au gouvernement équatorien un pourcentage des produits tirés de ce bloc, calculé en fonction de l'excédent du prix matérialisé sur le prix de base fixé. Conformément aux PCGR du Canada, aucune charge d'amortissement et d'épuisement n'a été constatée en 2005 à l'égard des activités abandonnées en Équateur. Par conséquent, le bénéfice du premier trimestre de 2005 est plus élevé que celui de la période correspondante de 2004.

Les informations concernant les éventualités relatives à certains éléments en litige avec le gouvernement équatorien au sujet de la taxe sur la valeur ajoutée, de la propriété du bloc 15 et de la déductibilité des intérêts sont présentés à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires d'Encana.

ROYAUME-UNI

	Trimestres terminés les 31 mars		
	2005	2004	
Volume des ventes			
Gaz produit (Mpi ³ e/j)	-	28	
Pétrole brut (barils par jour)	-	16 083	
LGN (barils par jour)	-	2 005	
Total (barils d'équivalent pétrole par jour)	-	22 755	
(en M\$)			
Résultat net des activités abandonnées	- \$	(5) \$	
Investissements en capitaux	-	213	

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 espèces d'environ 2,1 G\$; le gain à la vente a été d'environ 1,4 G\$.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie

_	Trimestres terminés les 31 mars				
- 160	Comparaison de				
(en M\$)	2005	2005 et de 20	04	2004	
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes					
Activités d'exploitation	1 926	39	%	1 382	
Activités d'investissement	(1 349)	-23	%	(1 098)	
Activités de financement	(739)	-188	%	(257)	
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents	(161)	-696	%	27	

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana se sont établis à 1 308 M\$ pour le premier trimestre de 2005, soit une augmentation de 412 M\$ par rapport à 896 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation des flux de trésorerie s'explique principalement par l'accroissement des produits consécutif à la croissance du volume des ventes et à l'augmentation du prix des marchandises, facteurs contrebalancés par une augmentation des charges. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies composent la majorité des flux de trésorerie d'Encana provenant des activités d'exploitation, soit 1 926 M\$ pour le premier trimestre de 2005, comparativement à 1 382 M\$ pour le premier trimestre de 2004.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont établis à 1 349 M\$, comparativement à 1 098 M\$ pour le premier trimestre de 2004, et se composent principalement de dépenses en immobilisations de 1 519 M\$ au cours du trimestre, comparativement à 1 271 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004. Les flux de trésorerie nets liés aux activités de financement se sont chiffrés à 739 M\$ au premier trimestre de 2005, comparativement à 257 M\$ en 2004, cette hausse s'expliquant principalement par le rachat des actions ordinaires dans le cadre de l'Offre.

Au cours du trimestre, le total et l'encours de la dette à long terme ont diminué de 48 M\$ pour s'établir à 7 882 M\$, soit près du niveau du total de 7 930 M\$ inscrit à la fin de l'exercice. Cette faible diminution s'explique par le fait que les achats de capital et d'action de la société ont été financés à la fois au moyen des flux de trésorerie et du fonds de roulement. La dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement, s'élevait à 8 790 M\$ au 31 mars 2005 en regard de 7 184 M\$ au 31 décembre 2004. Le fonds de roulement s'établissait à un déficit de 1 095 M\$ et comprenait des pertes non matérialisées calculées à la valeur du marché de 795 M\$ au titre de la comptabilisation de couverture de marchandises et des impôts à payer de 384 M\$. Ces chiffres se comparent à un fonds de roulement de 558 M\$ au 31 décembre 2004.

Ratios financiers

	Trimestres terminés les 31 mars		Exercice terminé	
	2005		2004	
Dette par rapport à la structure du capital	39	%	33	%
Dette par rapport au BAIIA	1,8		1,4	

Le ratio de la dette par rapport à la structure du capital à la fin du trimestre terminé le 31 mars 2005 s'établissait à 39 %. L'augmentation de 33 % par rapport au taux de la fin de l'exercice 2004 résulte d'une augmentation de la dette nette elle-même imputable à des pertes non matérialisées de couverture sur prix de marchandises constatées au cours du premier trimestre de 2005 et à la diminution de la structure du capital à la suite du rachat d'actions. La direction calcule ce ratio pour son usage interne, afin de faciliter la gestion de la dette globale et comme mesure de la santé financière de la société.

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

Au 31 décembre 2005, la société disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées de 2,4 G\$.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

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.

Capital-actions, actions ordinaires

(en millions)	31 mars 2005	31 décembre 2004
En circulation au début de l'exercice Émises dans le cadre de régimes d'options sur actions Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des affaires) Actions rachetées (droits à la plus-value liés au rendement)	450,3 2,8 (11,0) (1,3)	460,6 9,7 (20,0)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	440,8	450,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, résultat dilué	454,5	468,0

Aucune action privilégiée n'était en circulation pendant ces périodes. Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes.

En date du 22 février 2005, le conseil d'administration de la société a adopté une résolution par laquelle il recommande la division des actions ordinaires en circulation de la société à raison de deux actions pour une (la « division des actions »). Les actionnaires d'EnCana ont approuvé la division des actions lors de l'assemblée annuelle spéciale qui a eu lieu le 27 avril 2005. En plus de l'approbation des actionnaires, la division des actions doit obtenir toutes les approbations réglementaires requises. Sous réserve des approbations des organismes de réglementation, chaque actionnaire recevra une action ordinaire supplémentaire pour chaque action ordinaire qu'il détient à la date de clôture des registres pour la division des actions le 12 mai 2005. En vertu des règles de la Bourse de Toronto, la négociation des actions ordinaires divisées d'EnCana débutera à l'ouverture de la session le 10 mai 2005, soit le deuxième jour de bourse précédant la date de clôture des registres. En outre, le 10 mai 2005, les actions ordinaires d'EnCana cotées à la Bourse de New York (« NYSE ») commenceront à être négociées avec des droits accordant aux porteurs une action ordinaire supplémentaire pour chaque action ordinaire détenue au début de la négociation des actions ordinaires divisées à la NYSE. La négociation des actions ordinaires divisées à la NYSE débutera un jour après la livraison des certificats d'actions aux porteurs inscrits des actions ordinaires d'EnCana. Il est prévu que des certificats d'actions représentant les actions ordinaires supplémentaires résultant de la division des actions seront livrés vers le 20 mai 2005 aux actionnaires ordinaires inscrits.

Le comité de rémunération du conseil d'administration a approuvé, en 2003, une stratégie incitative à long terme pour l'ensemble des salariés d'EnCana, qui prévoit un niveau sensiblement réduit d'attributions d'options sur actions devant être complété par des attributions de droits à la valeur des actions liés au rendement (« DVAR »). En 2004, le conseil d'administration a approuvé une modification du régime de DVAR qui prévoit une réduction de la distribution si le classement relatif est inférieur à la médiane. Cette modification s'applique aux unités octroyées à la fois en 2004 et en 2005. Les DVAR n'entraîneront pas l'émission de nouvelles actions ordinaires par la société. Les options sur actions attribuées en 2004 et en 2005 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 d'espèces par la société soit à l'émission d'actions ordinaires.

Encana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de trois offres de rachat consécutives dans le cours normal des affaires, qui ont débuté en octobre 2002 et peuvent se poursuivre jusqu'au 28 octobre 2005. Aux termes des conditions de ces offres, la société a racheté pour annulation environ 20 millions d'actions ordinaires au cours de 2004 et, au 31 décembre 2004, elle avait le droit de racheter pour annulation un nombre additionnel de 8 millions d'actions ordinaires. Le 4 février 2005, EnCana a reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de modifier l'offre et d'accroître le nombre d'actions ordinaires pouvant être rachetées, le faisant passer de 5 % des actions émises et en circulation le 22 octobre 2004 à 10 % du flottant. Selon l'offre modifiée, EnCana a le droit de racheter pour annulation jusqu'à concurrence d'environ 46,1 millions d'actions ordinaires. Jusqu'à la date de la modification, EnCana avait racheté environ 21 millions d'actions ordinaires dans le cadre de l'Offre. Depuis cette date, EnCana a racheté environ 5 millions d'actions ordinaires aux termes de l'Offre, ce qui laisse environ 20 millions d'actions ordinaires disponibles pour rachat jusqu'à la date d'échéance de l'offre le 28 octobre 2005. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais un exemplaire des documents d'offre à www.sedar.com ou en communiquant avec investor.relations@encana.com.

Offres de rachat dans le cours normal des affaires

	Rachats d'actions		
(en millions)	31 mars 2005	31 décembre 2004	
Offre expirant en octobre 2004	-	5,5	
Offre expirant en octobre 2005	11,0	14,8	
	11,0	20,3	

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS

La société 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 visant la dette à long terme de la société, soit 7 816 M\$ au 31 mars 2005, comprennent un encours de 1 874 M\$ aux termes d'acceptations bancaires, de papiers commerciaux et d'emprunts TIOL soutenus par des facilités de crédit renouvelables et des emprunts à terme. La société prévoit avoir la capacité de proroger la durée de cette dette sur une base continue et elle envisage de le faire. Des précisions sur la dette à long terme de la société figurent à la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 31 mars 2005, EnCana demeurait partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 48 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volume divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total qui doit être livré aux termes de ces contrats s'élève à 163 Gpi³ à un prix moyen pondéré de 3,71 \$ par kpi³. Au 31 mars 2005, ces opérations représentaient une perte non matérialisée de 259 M\$.

Les informations concernant les éventualités relatives à certains éléments en litige avec le gouvernement équatorien au sujet de la taxe sur la valeur ajoutée, de la propriété du bloc 15 et de la déductibilité des intérêts sont présentées à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires d'Encana.

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)

En décembre 2004, une filiale d'EnCana a procédé à l'achat de certains biens pétroliers et gaziers au Texas pour environ 251 M\$. L'achat a été facilité par une partie non liée qui détient les actifs en fiducie pour la société. EnCana exploite les propriétés, perçoit tous les produits et paie toutes les charges liés aux biens. L'actif sera transféré à Encana le 15 juin 2005 ou à la cession de certains biens gaziers ou pétroliers par EnCana, selon la première éventualité. EnCana a établi que cette relation représente un intérêt dans une EDDV et qu'elle est le principal bénéficiaire de l'EDDV. EnCana a pris en compte ces biens dans ses résultats consolidés à compter de la date de l'acquisition. La filiale ne détiendra pas les titres de propriété connexes tant qu'une opération d'échange n'aura pas été effectuée.

Arrangements hors bilan

La société n'a conclu aucun arrangement 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, la société loue des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des activités sur le terrain et pour son siège social.

Procédures judiciaires liées aux activités de courtage d'énergie abandonnées

Comme il a été indiqué dans le rapport de gestion de la société se rapportant à l'exercice terminé le 31 décembre 2004, en juillet 2003, WD Energy Services Inc. (« WD »), une filiale en propriété exclusive de la société oeuvrant dans le secteur de la commercialisation aux États-Unis, a conclu un règlement avec la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis relativement à une enquête de cet organisme qui a déjà été présenté antérieurement. Dans le cadre de ce règlement, WD a accepté de payer une pénalité civile monétaire de 20 M\$, sans admettre ni réfuter les constatations de l'ordonnance de la CFTC.

La société et WD sont défenderesses dans une action intentée par E. & J. Gallo Winery devant la cour de district des États-Unis, en Californie. La société et WD conjointement avec d'autres sociétés du secteur de l'énergie ont été nommées défenderesses dans le cadre de plusieurs poursuites intentées devant les tribunaux de la Californie (dont plusieurs sont des recours collectifs). WD est défenderesse dans une poursuite en justice regroupée qui a été déposée devant la *United States District Court* à New York. Dans sa plainte, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$, qui pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

Les recours intentés devant les tribunaux de la Californie ont trait à la vente de gaz naturel en Californie de 1999 jusqu'à 2002. Ils contiennent des allégations essentiellement similaires, selon lesquelles les défendeurs auraient participé à un complot avec d'autres concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel et des instruments dérivés de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie pour faire monter artificiellement le prix du gaz naturel par divers moyens comme le partage illégal d'informations sur les prix par le biais du courtage en ligne, des indices de prix et d'opérations fictives. Les recours regroupés intentés devant les tribunaux de New York prétendent que la manipulation alléguée par les défendeurs des indices du prix du gaz naturel aurait entraîné une hausse des prix des contrats à terme et des contrats d'options sur gaz naturel négociés sur le NYMEX entre 2000 et 2002. EnCana Corporation n'est plus une partie intimée dans les recours intentés devant les tribunaux de New York; seules WD et plusieurs autres sociétés non liées à la société sont encore défenderesses. Comme à l'habitude, aucun des autres recours collectifs ne précise le montant des dommages-intérêts réclamés.

La société et WD comptent opposer une défense vigoureuse à ces réclamations; 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

Les principes et les pratiques comptables d'EnCana de même que ses estimations comptables cruciales n'ont pas été modifiés en 2005.

GESTION DES RISQUES

Les résultats d'EnCana sont assujettis 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

La société 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 approuvées par la direction générale et est assujetti 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. La société a comme politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Les détails de ces instruments, y compris les gains ou les pertes non matérialisés, au 31 mars 2005, sont donnés à la note 12 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

La société a mis en place des politiques et des méthodes 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 découler des programmes d'immobilisations budgétés et, dans d'autres cas, à l'atténuation des risques de prix liés à des actifs et des obligations précis.

Dans le cas d'opérations mettant en cause une production ou des actifs lui appartenant, la société 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, la société 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 une perte non constatée de 47 M\$.

La société 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 5 M\$.

Dans le cadre de son programme d'optimisation de l'entreposage du gaz naturel, EnCana a conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats physiques à divers endroits et pour diverses durées sur les 12 prochains mois dans le but de gérer en partie la volatilité du prix des opérations et des stocks physiques correspondants. Les instruments financiers utilisés comprennent des contrats standardisés, des swaps fixes-variables et des swaps de base.

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, d'écarts sur options de vente à trois branches et d'options de vente.

La société a signé, dans le cadre de sa stratégie de gestion des coûts, un contrat d'achat d'énergie qui expire en 2005.

Devises

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

La société 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 différentiels 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 flottant. La société 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 flottants.

Risque de crédit

La société est exposée à des pertes liées au crédit en cas de défaut de l'autre partie à un contrat. La société ne s'attend pas que d'autres parties manquent à leurs obligations parce qu'elle a mis en place des pratiques en matière de crédit qui limitent les opérations à des parties ayant une excellente cote de solvabilité et aux opérations qui sont pleinement garanties. Une partie importante des comptes clients de la société sont des créances sur des clients dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Des pertes de crédit sur les comptes clients peuvent résulter du défaut de clients d'exécuter leurs obligations contractuelles. 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.

RISQUE LIÉ À L'EXPLOITATION

EnCana atténue son risque lié à l'exploitation par 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 de la société et les résultats et les éléments de connaissance identifiés sont partagés par toute l'entreprise.

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 on peut y avoir recours pour n'importe quel type de projet.

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

Arrêt des activités de production par suite de la suspension de la valorisation nuisible à la récupération des ressources bitumineuses

Le volume de production de la société, principalement celui du bloc Primrose dans le nord-est de l'Alberta, a été touché par les décisions de l'Alberta Energy and Utilities Board (« AEUB »), prises en septembre 2003 et en juillet 2004, de temporairement suspendre la commercialisation de la production de gaz naturel qui menaçait la récupération des ressources bitumineuses dans la région. La production suspendue représente actuellement un volume d'environ 20 Mpi³/j, et un volume supplémentaire de 20 Mpi³/j pourrait s'ajouter à l'avenir à la production suspendue. Les décisions de l'AEUB ne devraient pas avoir de conséquences importantes puisque la direction a droit à des crédits de redevance qui atténuent ces conséquences financières. Au 31 mars 2005, la société a obtenu environ 21,9 M\$ qui ont été constatés dans le poste des autres éléments de passif du bilan consolidé dans les états financiers consolidés intermédiaires.

RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT, À LA SANTÉ ET À LA SÉCURITÉ

La société 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. La société dispose également d'un système qui lui permet d'identifier, 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 recommande l'approbation de 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/régénération dans le but de restaurer l'intégrité de l'environnement.

La société 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.

Protocole de Kyoto

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. Le 13 avril 2005, le gouvernement fédéral a publié un cadre de travail qui décrit son plan d'action en réponse aux changements climatiques. Dans sa version publiée, ce plan énonce quelques détails techniques au sujet de la mise en œuvre de la stratégie gouvernementale de réduction des gaz à effet de serre. Le groupe de travail sur les changements climatiques de l'Association canadienne des producteurs pétroliers continue 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 le coût et le fardeau administratif que représentera la conformité et soutenir la poursuite des investissements dans le secteur.

Comme le gouvernement fédéral n'a pas encore publié son plan détaillé de conformité à Kyoto, EnCana n'est pas en mesure de prévoir l'incidence de la réglementation à venir sur ses activités; il est toutefois possible que la société doive, pour se conformer à la législation sur les émissions de gaz à effet de serre, faire face à des augmentations de ses coûts d'exploitation.

RISQUES LIÉS 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 méthodes, des lignes directrices et des définitions de responsabilité cohérentes et claires en vue de l'identification et de la gestion de ces dossiers. Les faits qui ont, ou sont susceptibles d'avoir, une incidence sur la réputation d'EnCana sont en général soit des faits nouveaux qui peuvent être identifiés assez tôt puis gérés, soit des faits imprévus qui se présentent inopinément et doivent être gérés d'urgence.

PERSPECTIVES

EnCana prévoit continuer de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel dans les zones de ressources non traditionnelles. Elle continuera également à mettre en valeur des gisements de sables bitumeux in situ de grande qualité.

Les importants besoins en matière d'injection pour entreposage de gaz naturel, conjugués à la réduction de l'offre aux États-Unis et au Canada, ont fait se rétrécir l'équilibre entre l'offre et la demande, ce qui a entraîné une hausse du prix moyen du gaz naturel pour le premier trimestre de 2005. Les perspectives pour le reste de l'exercice et audelà seront influencées par le climat, le calendrier des offres nouvelles et la conjoncture économique.

La volatilité du prix du pétrole brut devrait se poursuive tout au long de 2005 en raison des incertitudes des marchés quant à la croissance continue de la demande en Chine, à la fiabilité de la production émanant de pays producteurs clés, au succès avec lequel l'OPEP saura gérer les prix et à l'état de l'économie mondiale.

La société prévoit financer son programme d'immobilisations essentielles en 2005, lesquelles se situeront entre 4,9 G\$ et 5,2 G\$ et seront financées au moyen de ses flux de trésorerie.

Le produit tiré de la vente des propriétés secondaires devrait servir à la réduction de la dette et au financement de programmes de rachat d'actions.

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

MISE EN GARDE

INFORMATION PROSPECTIVE

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, selon le sens donné à l'expression « forward-looking statement » dans les dispositions d'exonération de la loi des États-Unis intitulée Private Securities Litigation Reform Act of 1995. 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 concernant les aspects suivants : les projections relatives à la croissance de la production du gaz naturel tirée des zones de ressources et la mise en valeur de sables bitumeux in situ; les projections relatives à la volatilité des prix du pétrole brut en 2005 et les raisons de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2005 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; les prévisions et hypothèses concernant les dépenses en immobilisations; l'incidence de l'accord de Kyoto sur les coûts d'exploitation; les taux d'imposition et les impôts à payer prévus pour 2005 et la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; les projections relatives à l'utilisation du produit pour les propriétés secondaires, y compris le remboursement de la dette et les achats effectués dans le cadre de son offre 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 au cours de 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; 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 générer 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 estimatives ou hypothétiques, 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

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 6 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 nécessairement 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 au 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 la quantité estimative d'hydrocarbures qui peut être ajoutée aux réserves prouvées par la mise en valeur à faible risque des ressources connues faisant partie des avoirs fonciers existants qui répondent aux seuils économiques cibles de la société. Le total du portefeuille de ressources correspond à la somme des réserves prouvées et du potentiel de ressources non comptabilisées. Le total de la durée des réserves est calculé en divisant le total du portefeuille de ressources par la production annualisée à une date donnée.

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

Toute l'information contenue dans ce rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données 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 0,79 \$ US pour 1,00 \$ CA.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures indiquées dans le présent rapport, notamment les flux de trésorerie des activités poursuivies, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie des activités poursuivies par action de base, les flux de trésorerie des activités poursuivies par action dilués, les flux de trésorerie par action de base, les flux de trésorerie par action dilués, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice d'exploitation par action dilué, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies par action dilué, 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 générer 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.