



EnCana Corporation

Rapport de gestion

31 mars 2004

EnCana Corporation
Rapport de gestion
27 avril 2004

NOTE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

AVIS - Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») de l'information sur la société et sur ses filiales, certains énoncés du présent rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs, selon le sens donné à l'expression *forward-looking statement* dans 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 rapport comprennent notamment des déclarations sur : la production et les ventes estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pour 2004; la production et le potentiel de production, y compris les plans en ce sens établis par la société, des différents actifs et des initiatives d'EnCana, dont ceux en Amérique du Nord, en Équateur, au Royaume-Uni dans le centre de la mer du Nord, dans le golfe du Mexique et les possibilités de croissance grâce à de nouveaux projets d'exploration; les éventuelles cessions d'actifs en 2004; les budgets d'investissement en capital prévus pour 2004 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; les projets de la société de racheter des actions en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence de l'accord de Kyoto et autres initiatives du même ordre aux États-Unis sur les charges d'exploitation; la capacité à long terme de la société d'accroître son programme d'endettement; la volatilité prévue des prix du pétrole brut en 2004 et les répercussions des conditions climatiques, du calendrier de production et du niveau d'activité économique sur le prix des marchandises en 2004; les taux d'imposition prévus et les impôts à payer pour 2004, ainsi que l'incidence des gains et pertes de change non matérialisés futurs et de la charge d'impôts prévue par la société; l'incidence que risquent d'avoir sur la production de gaz naturel de 2004 les décisions réglementaires de l'AEUB et l'accroissement prévu du capital par suite de l'acquisition éventuelle de Tom Brown, Inc.; les mesures pour remplir les conditions d'acquisition de Tom Brown, Inc. et la date de clôture prévue de l'opération; les plans de la société concernant les actifs de Tom Brown, Inc. une fois conclue l'acquisition prévue, y compris l'augmentation de la production de gaz naturel attendue de ces actifs, et le calendrier des travaux de réfection du pipeline SOTE.

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 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 considérablement 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 le risque 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 ou probables; 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 tirés des activités 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; la situation politique et économique des pays dans lesquels la société et ses filiales exercent leurs activités, dont l'Équateur; les risques de guerre mondiale, 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 associés 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 de réglementation en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés

être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances selon les quantités prédites ou estimées, de même que leur production rentable dans les exercices à venir, relève 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. Il convient de remarquer 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.

NOTE CONCERNANT LES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Avis – Dans ce rapport, certains volumes de gaz naturel sont convertis en barils d'équivalent pétrole à raison de six milliers de pieds cubes pour un baril d'équivalent pétrole. L'unité « baril d'équivalent pétrole » peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est utilisée seule. Le ratio de six milliers de pieds cubes pour un baril d'équivalent pétrole est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique au bec du brûleur; le résultat de la conversion n'est cependant pas valable à la tête de puits.

Le gaz naturel est vendu en fonction de sa capacité calorifique ou en millions de Btu – unité thermique britannique – (« Mbtu »), mais il est concrètement mesuré en milliers de pieds cubes. La capacité calorifique varie selon la région de production. Par exemple, le gaz produit en Alberta a une capacité de 1,20 Mbtu, alors que celui provenant des Rocheuses américaines a une capacité d'environ 1,11 Mbtu. La capacité calorifique moyenne de un pied cube de gaz naturel d'EnCana est d'environ 1,040 Btu, d'où un ratio de conversion de 1 millier de pieds cubes pour 1,040 Mbtu.

NOTE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Avis – Certaines mesures indiquées dans le présent rapport, comme les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies; les flux de trésorerie; les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, par action, de base; les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, par action, dilués; les flux de trésorerie par action, de base et les flux de trésorerie par action, dilués; le bénéfice d'exploitation; le bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et épuisement (« BAAIA »), ne sont pas des mesures qui ont une signification normalisée aux termes des 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 à la liquidité 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.

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 2004 et les états financiers consolidés annuels vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Les états financiers consolidés intermédiaires et les données comparatives ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada ») et sont libellés en dollars américains (sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans autre une devise). Le rapport de gestion est établi au 27 avril 2004.

SURVOL

Aperçu des faits saillants

Le présent rapport de gestion décrit les activités et les faits saillants qui ont marqué les résultats du premier trimestre de 2004 en comparaison avec ceux du trimestre correspondant de 2003. Les éléments à signaler sont les suivants :

- Le volume des ventes des activités en amont s'est accru de 14 %, malgré le fléchissement des prix touchés, ce qui a eu pour effet d'accroître les produits tirés des activités en amont de 158 M\$, ou 10 %. Se reporter aux rubriques « Résultats consolidés des activités en amont », « Gaz et LGN produits » et « Pétrole brut » à la section « Résultats d'exploitation » du rapport pour une analyse plus approfondie.
- L'augmentation des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations liées aux activités canadiennes est en grande partie attribuable à la hausse du cours moyen du dollar canadien, qui s'est apprécié de 0,10 \$, ou 15 %, par rapport au cours du premier trimestre de 2004. Se reporter aux rubriques « Résultats consolidés des activités en amont », « Gaz et LGN produits » et « Pétrole brut » à la section « Résultats d'exploitation » ainsi qu'à la rubrique « Dépenses en immobilisations » à la section « Liquidités et ressources en capital » pour une analyse plus approfondie.
- La comptabilisation à la valeur du marché des instruments dérivés à compter du 1^{er} janvier 2004 a entraîné une perte comptable non matérialisée de 376 M\$ à la valeur du marché (252 M\$ après impôts). Se reporter aux rubriques « Conventions comptables et estimations » et « Gestion des risques » du rapport pour une analyse plus approfondie.
- L'augmentation des impôts sur les bénéfices exigibles, qui sont passés de 20 M\$ en 2003 à 232 M\$. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles » à la section « Résultats d'exploitation » du rapport pour une analyse plus approfondie.
- La constatation d'une perte non matérialisée après impôts à la conversion en dollars canadiens de la dette libellée en dollars américains de 32 M\$ au premier trimestre de 2004, contre un gain après impôts de 140 M\$ pour le trimestre correspondant de 2003. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles » à la section « Résultats d'exploitation » du rapport pour une analyse plus approfondie.

Se reporter aux rubriques « Bénéfice d'exploitation » et « Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies et impôts exigibles » à la section « Résultats d'exploitation consolidés » pour un sommaire couvrant huit trimestres de l'incidence des gains et pertes non matérialisés à la conversion de la dette libellée en dollars américains, de la charge d'impôts exigibles ainsi que des effets de l'adoption de la méthode de comptabilisation à la valeur du marché à compter du 1^{er} janvier 2004, notamment les pertes non matérialisées inscrites pour le trimestre écoulé.

Protocole américain de présentation de l'information et utilisation de la monnaie américaine

Les états financiers consolidés intermédiaires, y compris les chiffres correspondants, sont présentés en dollars américains. Dans ce rapport de gestion, le symbole « \$ » est réservé au dollar américain, le symbole « \$ CA » est utilisé pour le dollar canadien.

Les volumes de production et des ventes sont présentés déduction faite de toutes les redevances exigibles, conformément au protocole de présentation américain.

L'incidence du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain sur les résultats des périodes précédentes a été importante dans le cadre de l'analyse des activités canadiennes contenues dans les états financiers intermédiaires consolidés.

- L'augmentation du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien au cours du premier trimestre 2004 en regard du taux moyen du trimestre correspondant de 2003 a eu des effets défavorables sur les charges d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les frais d'administration ainsi que l'amortissement et l'épuisement libellés en dollars canadiens et convertis en dollars américains.
- Comme le prix obtenu sur les marchandises repose sur le dollar américain, ou sur des prix en dollars canadiens qui sont intimement liés au dollar américain, les variations du taux de change ont peu d'effet sur les produits de la société.
- La baisse du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien à la fin du trimestre par rapport au taux à la fin de l'exercice 2003 a fait reculer les pertes non matérialisées à la conversion de la dette libellée en dollars américains.

Informations sectorielles

EnCana exerce ses activités par l'entremise de deux principales unités d'exploitation : le secteur des activités en amont et le secteur des activités médianes et commercialisation. Le secteur des activités en amont regroupe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (LGN) et de pétrole but, ainsi que diverses activités connexes. Les activités sont divisées en activités productives et en activités non productives. Le gaz naturel et les LGN sont produits au Canada, aux États-Unis et au Royaume-Uni, dans le centre de la mer du Nord plus précisément. Le pétrole brut provient principalement du Canada, de l'Équateur et de la mer du Nord (R.-U.). Les activités à l'échelle internationale, qui se concentrent principalement sur l'exploration en Afrique, en Amérique du Sud et au Moyen-Orient, sont comptabilisées sous les autres activités. Ce poste sectoriel comprend également les activités de traitement effectuées par des tiers, ainsi que les activités de collecte de gaz et de production d'électricité en marge des activités productives. Le secteur des activités médianes et commercialisation englobe les activités de stockage de gaz, de traitement des liquides de gaz naturel, de production d'électricité et de commercialisation. Le volet commercialisation comprend les activités de vente et de livraison des produits et l'achat de la production de tiers en vue principalement d'optimiser les actifs médians de la société et les ententes de transport qui ne sont pas utilisées à pleine capacité pour le transport de la production propre de la société.

Contexte commercial

	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice 2003
	2004	2004 en regard de 2003	2003	
Prix des marchandises et repères pour les taux de change (moyenne de la période)	2004		2003	
Prix AECO (en \$ CA par millier de pieds cubes)	6,60 \$	-17 %	7,92 \$	6,70
Prix NYMEX (en \$ par million d'unités thermales britanniques)	5,69	-14 %	6,59	5,39
Écart AECO/NYMEX (en \$ par million d'unités thermales britanniques)	0,69	-50 %	1,38	0,65
WTI (en \$ par baril)	35,25	4 %	33,80	30,99
Brent à une date donnée (en \$ par baril)	31,95	1 %	31,52	28,84
Écart WTI/Bow River (en \$ par baril)	9,03	19 %	7,58	8,01
Écart WTI/NAPO par l'OCP (Équateur) (en \$ par baril) ¹⁾	11,65	- %	-	8,06
Écart WTI/Oriente (Équateur) (en \$ par baril)	7,70	52 %	5,06	5,59
Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain à la fin de la période	0,763	12 %	0,681	0,774
Taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,759	15 %	0,662	0,716

1) Ce prix de référence n'était pas disponible avant septembre 2003.

**Sommaire trimestriel des prix des marchandises
et taux de change repères
(moyenne du trimestre)¹⁾**

	2004	2003				2002		
	T1 \$	T4 \$	T3 \$	T2 \$	T1 \$	T4 \$	T3 \$	T2 \$
Prix AECO (en \$ CA par millier de pieds cubes)	6,60	5,59	6,29	6,99	7,92	5,25	3,25	4,42
Prix NYMEX (en \$ par million d'unités thermales britanniques)	5,69	4,58	4,97	5,41	6,59	3,98	3,18	3,40
Écart AECO/NYMEX (en \$ par million d'unités thermales britanniques)	0,69	0,37	0,38	0,47	1,38	0,63	1,09	0,57
WTI (en \$ par baril)	35,25	31,16	30,21	28,91	33,80	28,23	28,25	26,27
Brent à une date donnée (en \$ par baril)	31,95	29,41	28,41	26,03	31,52	26,78	26,95	25,04
Écart WTI/Bow River (en \$ par baril)	9,03	9,77	8,12	6,58	7,58	7,66	5,38	5,43
Écart WTI/NAPO par l'OCP (Équateur) (en \$ par baril) ¹⁾	11,65	8,17	7,75	-	-	-	-	-
Écart WTI/Oriente (Équateur) (en \$ par baril)	7,70	5,63	5,34	6,32	5,06	4,92	4,35	3,78
Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain à la fin du trimestre	0,763	0,774	0,741	0,738	0,681	0,633	0,631	0,659
Taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,759	0,760	0,725	0,715	0,662	0,637	0,640	0,643

1) Ce prix de référence n'était pas disponible avant septembre 2003; l'écart indiqué pour le troisième trimestre vaut donc uniquement pour septembre 2003

Gaz naturel

L'inquiétude soulevée par les perspectives de ralentissement de la production en Amérique du Nord, les niveaux des stocks continentaux et l'incidence du prix du pétrole brut ont poussé le prix moyen coté à la New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») à un sommet historique. Les cours moyens du gaz NYMEX et l'indice AECO au cours du premier trimestre écoulé ont baissé en comparaison des moyennes du trimestre correspondant de 2003. Le recul est surtout attribuable à l'accroissement des stocks américains au cours des 12 mois considérés. Selon les chiffres au 31 mars 2004 publiés par le ministère de l'Énergie américain, les stocks s'étaient accrus de 49 % au cours des 12 mois considérés, mais se situaient toujours à 7 % sous la moyenne des cinq des dernières années. L'amélioration sur 12 mois de l'écart entre l'indice AECO et le prix NYMEX au premier trimestre 2004 résulte de l'appréciation du dollar canadien et du resserrement de l'écart sur les frais de transport pour le petit volume de gaz albertain destiné à la vente dans l'Est du Canada.

**Pourcentage de la production de gaz naturel destinée à la vente au prix repère
(pourcentage annuel approximatif)**

	2004 ¹⁾	2003
À prix fixe – couvertures	47 %	47 %
Marchés en aval – prix NYMEX	41 %	39 %
Prix fixes à long terme – divers	7 %	5 %
Prix AECO	5 %	9 %

1) Fondé sur les prévisions des ventes de 2004 au 31 mars 2004, exclusion faite des volumes de Tom Brown, Inc.

Pétrole brut

Le prix du brut de référence West Texas Intermediate (« WTI ») était toujours vigoureux au premier trimestre de 2004. Cette stabilité par rapport au trimestre correspondant de 2003 s'explique par les inquiétudes suscitées par l'équilibre entre l'offre et la demande, par la forte demande en provenance de l'Asie, par la lenteur avec laquelle l'Irak a recommencé à produire et par la politique de gestion de la production appliquée par l'OPEP.

L'écart entre les prix du lourd canadien WTI et celui de Bow River s'est creusé entre les deux trimestres de comparaison. L'accroissement des écarts est principalement attribuable à la hausse du prix du WTI ainsi qu'à l'écart plus important entre le léger et le lourd provenant de la côte américaine du golfe du Mexique. Exprimé sous forme de pourcentage du prix du WTI, le prix moyen du pétrole de Bow River au premier trimestre 2004 s'établissait à 74 %, contre 78 % au premier trimestre 2003.

La mise en service du pipeline OCP en septembre 2003 a créé une nouvelle référence, le NAPO. La société utilise ce pipeline pour transporter la quasi-totalité de sa production en Équateur. Comme le NAPO est plus lourd que l'Oriente, l'écart avec le WTI est plus grand. L'élargissement de l'écart du prix de l'Oriente par rapport à celui du WTI au premier trimestre 2004 en regard de l'écart de la période correspondante de 2003 tient surtout à la hausse du prix du WTI et à l'écart accru entre le léger et lourd provenant de la côte américaine du golfe du Mexique

Taux de change

La hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain au premier trimestre 2003 résulte principalement du ralentissement économique aux États-Unis, des écarts persistants entre les taux d'intérêt canadiens et américains et du déficit du compte courant des États-Unis. La baisse de 0,01 \$ du taux au 31 mars 2004 par rapport au 31 décembre 2003 a donné lieu à une perte non matérialisée à la conversion de la dette libellée en dollars américains, qui se chiffrait à quelque 39 M\$ avant impôts.

RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice
	2004 ¹⁾	2004 en regard de 2003	2003	2003
Sommaire financier consolidé (en millions de dollars sauf les données par action)				
Produits, déduction faite des redevances	2 850 \$	4 %	2 743 \$	10 216 \$
Bénéfice net des activités poursuivies	290	-55 %	650	2 167
– par action, de base	0,63	-53 %	1,35	4,57
– par action, dilué	0,62	-54 %	1,34	4,52
Bénéfice net	290	-65 %	837	2 360
– par action, de base	0,63	-64 %	1,74	4,98
– par action, dilué	0,62	-64 %	1,73	4,92
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	995	-16 %	1 191	4 420
– par action, de base	2,16	-13 %	2,48	9,32
– par action, dilués	2,13	-13 %	2,46	9,21
Flux de trésorerie	995	-19 %	1 221	4 459
– par action, de base	2,16	-15 %	2,54	9,41
– par action, dilués	2,13	-15 %	2,52	9,30

1) Les produits, déduction faite des redevances, comprennent la perte non matérialisée de 379 M\$ sur les instruments dérivés.

Sommaire financier consolidé

(en millions de dollars, sauf les données par action)

	2004 ¹⁾	2003				2002		
	T1 \$	T4 \$	T3 \$	T2 \$	T1 \$	T4 \$	T3 \$	T2 \$
Produits, déduction faite des redevances	2 850	2 850	2 291	2 332	2 743	2 116	1 780	1 693
Bénéfice net des activités poursuivies	290	426	286	805	650	248	79	318
– par action, de base	0,63	0,92	0,60	1,67	1,35	0,52	0,17	0,69
– par action, dilué	0,62	0,91	0,60	1,66	1,34	0,51	0,16	0,68
Bénéfice net	290	426	290	807	837	282	136	303
– par action, de base	0,63	0,92	0,61	1,68	1,74	0,59	0,29	0,66
– par action, dilué	0,62	0,91	0,61	1,67	1,73	0,58	0,28	0,65
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	995	1 217	973	1 039	1 191	874	583	569
– par action, de base	2,16	2,63	2,06	2,16	2,48	1,83	1,22	1,23
– par action, dilués	2,13	2,61	2,04	2,14	2,46	1,81	1,21	1,22
Flux de trésorerie	995	1 254	977	1 077	1 221	935	651	591
– par action, de base	2,16	2,71	2,06	2,10	2,54	1,96	1,37	1,28
– par action, dilués	2,13	2,69	2,04	2,08	2,52	1,94	1,35	1,26

1) Les produits, déduction faite des redevances, comprennent la perte non matérialisée de 379 M\$ sur les instruments dérivés.

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont diminué de 196 M\$ sur ceux inscrits pour le trimestre correspondant de 2003. La baisse des flux de trésorerie en 2004 est surtout attribuable à la charge d'impôts exigibles de 232 M\$ et à l'accroissement des charges d'exploitation, facteurs qui ont été contrebalancés par l'augmentation de 14 % des ventes quotidiennes de barils d'équivalent pétrole. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies sont couramment utilisés dans le secteur du pétrole et du gaz pour aider les dirigeants d'entreprises, les investisseurs et les analystes à évaluer la capacité d'une société à produire suffisamment de fonds pour financer ses programmes de dépenses en immobilisations et remplir ses obligations de crédit.

Comparaison du bénéfice net des premiers trimestres 2004 et 2003 :

- Les produits tirés des activités en amont se sont accrus de 158 M\$ ou 10 %. Ce résultat est attribuable à l'augmentation de 14 % des ventes quotidiennes de barils équivalents pétrole, laquelle a été contrebalancée par la baisse du prix moyen pondéré réalisé sur les marchandises, à l'exclusion des couvertures et déduction faite des redevances, qui ont été inférieurs de 0,23 \$ par millier de pieds cubes de gaz naturel et de 1,77 \$ le baril de pétrole brut. Les pertes sur couverture matérialisées en 2004 se sont chiffrées à 150 M\$, contre 138 M\$ au trimestre correspondant de 2003.
- L'état consolidé des résultats de 2004 indique une perte non matérialisée de 376 M\$ (252 M\$ après impôts) comptabilisée à la valeur du marché, sans contrepartie en 2003. Au 1^{er} janvier 2004, la société a mis en application les changements apportés à la norme de comptabilisation des relations de couverture. La société a conclu diverses ententes portant sur des instruments financiers qui ne se qualifient pas comme couverture ou qui n'ont pas été désignés comme couverture comptable. Se reporter aux notes 2 et 13 afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.
- L'augmentation des charges d'exploitation résulte surtout de l'accroissement du volume des ventes et de l'incidence défavorable du taux de change sur les dépenses libellées en dollars canadiens.
- La conversion de la dette libellée en dollars américains a donné lieu à une perte non matérialisée après impôts de 32 M\$, ou 0,07 \$ par action, après dilution; un gain après impôts de 140 M\$, ou 0,29 \$ par action, après dilution, avait été enregistré au premier trimestre de 2003. La perte de change sur la dette libellée en dollars américains convertie en dollars canadiens s'explique par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain à compter du 31 décembre 2003, le taux de change à cette date était de 0,774 \$, contre 0,763 \$ au 31 mars 2004.
- Les résultats de 2004 incluent un gain de 34 M\$ à la cession d'un placement.

- Un gain de 109 M\$ ou de 0,23 \$ par action, après dilution, a été porté en diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices futurs découlant du changement apporté au taux d'imposition voté par l'assemblée législative provinciale le 31 mars 2004. Les gains et pertes qui découlent des changements de taux d'imposition sont comptabilisés dans l'état consolidé des résultats et sont constatés comme un ajustement de la charge d'impôts sur les bénéfices futurs dans le bilan consolidé.
- Une somme de 187 M\$ provenant des activités abandonnées en 2003 a été comptabilisée dans le bénéfice net du premier trimestre 2003.

L'incidence du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain a été lourde sur les résultats d'analyse des composantes particulières des états financiers consolidés intermédiaires. Pour chaque tranche de 100 \$ CA des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration, la société a dû absorber des coûts additionnels déclarés en dollars américains de quelque 9,70 \$. Ce montant est fondé sur la hausse du taux de change moyen au cours du premier trimestre 2004, qui s'est chiffré à 0,759 \$, contre 0,662 \$ pour le trimestre 2003 correspondant. Le taux de change a eu peu d'effet sur les produits de la société, du fait que les prix touchés sur les marchandises sont fondés sur le dollar américain ou sur des prix en dollars canadiens fortement liés au dollar américain.

Bénéfice d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation, qui n'a pas une signification normalisée aux termes des PCGR du Canada, donne une mesure du bénéfice net tiré des activités poursuivies à l'exclusion des effets non matérialisés après impôts des instruments dérivés comptabilisés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change à la conversion de la dette libellée en dollars américains et de l'incidence des réductions des taux d'imposition des bénéfices. Le tableau ci-après a été dressé afin de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs des renseignements qui illustrent clairement l'incidence de la comptabilisation à la valeur du marché des instruments dérivés, de la conversion de l'encours de la dette libellée en dollars américains sur les résultats de la société et celle des réductions de taux d'imposition en vertu des régimes fiscaux canadien et albertain. La direction estime que la comptabilisation à la valeur du marché des gains et pertes non matérialisés sur les instruments dérivés, les gains et pertes résultant de la conversion de l'encours de la dette libellée en dollars américains sur les résultats de la société et les réductions de taux d'imposition ont des effets de distorsion sur les résultats qui nuisent à la comparabilité des résultats financiers entre les périodes. La plupart des gains et pertes de change non matérialisés découlant de la dette libellée en dollars américains se rapportent à des dettes échéant à plus de cinq ans.

	2004	2003				2002		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
<i>(en millions de dollars)</i>	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	290	426	286	805	650	248	79	318
Ajouter la perte non matérialisée à la comptabilisation à la valeur du marché (après impôts) ²⁾	252	-	-	-	-	-	-	-
Ajouter le gain de change non matérialisé (la perte) à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	32	(113)	(12)	(168)	(140)	(6)	100	(113)
Ajouter la charge (l'économie) d'impôts sur les bénéfices futurs par suite des réductions des taux d'imposition	(109)	3	-	(362)	-	(3)	9	(26)
Bénéfice d'exploitation ^{1) 3)}	465	316	274	275	510	239	188	179
<i>(en dollars par action ordinaire, après dilution)</i>								
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	0,62	0,91	0,60	1,66	1,34	0,51	0,16	0,68
Ajouter : la perte non matérialisée à la comptabilisation à la valeur du marché (après impôts) ²⁾	0,54	-	-	-	-	-	-	-
Ajouter : le gain de change non matérialisé (la perte) à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	0,07	(0,24)	(0,03)	(0,35)	(0,29)	(0,01)	0,21	(0,24)
Ajouter : la charge (l'économie) d'impôts sur les bénéfices futurs par suite des réductions des taux d'imposition	(0,23)	0,01	-	(0,75)	-	(0,01)	0,02	(0,06)
Bénéfice d'exploitation ^{1) 3)}	1,00	0,68	0,57	0,56	1,05	0,49	0,39	0,38

- 1) Le bénéfice d'exploitation, qui n'a pas une signification normalisée aux termes des PCGR du Canada, donne une mesure du bénéfice net tiré des activités poursuivies qui ne tient pas compte des effets après impôts de la comptabilisation à la valeur du marché non matérialisée des instruments dérivés, du gain ou de la perte de change sur la dette libellée en dollars américains et des réductions des taux d'imposition des bénéfices.
- 2) La société a adopté prospectivement la méthode de comptabilisation à la valeur du marché des instruments dérivés le 1^{er} janvier 2004.
- 3) Les gains non matérialisés (les pertes) n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies et charge d'impôts exigibles

Comme il a été mentionné précédemment, la variation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies résulte essentiellement du rajustement de la charge d'impôts exigibles. Le tableau ci-après présente l'évolution des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies et de la charge d'impôts exigibles au cours des huit derniers trimestres.

	2004	2003				2002		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
<i>(en millions de dollars)</i>	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	995	1 217	973	1 039	1 191	874	583	569
Charge d'impôts exigibles ¹⁾	232	(73)	51	(54)	20	(107)	16	28

- 1) Montant déduit (ajouté) pour le calcul des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies.

Sommaire du volume des ventes trimestrielles

Au cours du premier trimestre 2004, le volume des ventes de barils d'équivalent pétrole a augmenté de 14 % sur celui du trimestre correspondant de 2003. Le bénéfice d'exploitation et les flux de trésorerie trimestriels indiqués précédemment sont étroitement liés au prix des marchandises ainsi qu'au volume des ventes trimestrielles ci-après :

(Après les redevances)	2004		2003				2002		
	T1	T1 de 2004 en regard du T1 de 2003	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
		\$	%	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Gaz produit (en millions de pieds cubes par jour)	2 712	5	2 682	2 525	2 469	2 589	2 584	2 340	2 243
Pétrole brut et LGN (en barils par jour) ¹⁾	264 947	34	266 890	218 490	205 908	198 178	202 044	198 303	201 735
Total (en barils d'équivalent pétrole par jour) ²⁾	716 947	14	71 890	639 323	617 408	629 678	632 711	588 303	575 568

1) Les LGN incluent le condensat.

2) Gaz naturel converti en barils d'équivalent pétrole à raison de 6 000 pieds cubes pour un baril d'équivalent pétrole.

ACQUISITIONS ET DÉSIGNIFICATIONS

Le 15 avril 2004, la société a annoncé qu'une de ses filiales à part entière avait déposé une offre d'achat publique pour l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Tom Brown, Inc. (« Tom Brown »), société d'exploration et de production inscrite en bourse exerçant ses activités aux États-Unis et au Canada, pour une contrepartie totale, compte tenu de la dette, s'élevant à environ 2,7 G\$. L'opération est conditionnelle à l'approbation des autorités de réglementation et à diverses conditions, notamment le fait que plus de 50 % des actions en circulation entre les mains des actionnaires doivent être offertes à l'acquéreur. La société prévoit que les conditions posées seront remplies et que l'opération sera parachevée au cours du deuxième trimestre 2004. Les activités de Tom Brown seront alors fusionnées à celles de la filiale d'EnCana, et la société détiendra alors indirectement toutes les actions de Tom Brown. L'opération devrait se traduire par une augmentation de la production de gaz naturel de l'ordre de 325 millions de pieds cubes, sur une base d'équivalence.

En février 2004, une filiale britannique d'EnCana a parachevé l'achat de participations supplémentaires de 13,5 % et de 20,2 %, respectivement, dans les gisements Scott et Telford, pour une contrepartie nette au comptant d'environ 126 M\$. À la lumière de ces acquisitions et de la participation que la société détenait déjà, la participation de cette filiale d'EnCana dans le gisement Scott s'élève à 41 % et celle dans le gisement Telford, à 54,3 %.

En février 2004, EnCana a vendu la participation de 53,3 % qu'elle détenait dans la société de personnes Petrovera Resources (« Petrovera ») pour une contrepartie nette au comptant d'environ 288 M\$, compte tenu des ajustements du fonds de roulement. Pour faciliter l'opération, la société a acheté la participation de 46,7 % entre les mains de son partenaire, puis vendu 100 % de sa participation dans Petrovera pour environ 541 M\$, ce qui comprend les ajustements du fonds de roulement. L'opération n'a donné lieu à aucun gain ou perte. La part de la production de 2003 de Petrovera attribuable à EnCana se chiffrait à environ 20 000 barils d'équivalent pétrole par jour, surtout du pétrole brut lourd. L'emploi du produit de cette opération de désinvestissement est expliqué à la section « Liquidités et ressources en capital ».

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Activités en amont

Résultats financiers (en millions de dollars)

	2004				2003			
	Gaz et LGN produits ¹⁾	Pétrole brut	Autres	Total	Gaz et LGN produits ¹⁾	Pétrole brut	Autres	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits, déduction faite des redevances	1 344	414	50	1 808	1 280	337	33	1 650
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	49	16	-	65	33	17	-	50
Transport et vente	112	42	-	154	78	29	-	107
Exploitation	121	109	47	277	97	85	37	219
Amortissement et épuisement	380	216	5	601	320	138	1	459
Bénéfice des activités en amont	682	31	(2)	711	752	68	(5)	815

1) Les LGN incluent le condensat.

Variation des produits de 2004 en regard de 2003 ¹⁾

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 mars			
	Prix	Volume	Autres	Total
Gaz et LGN produits	(10) \$	74 \$	- \$	64 \$
Pétrole brut	(40)	117	-	77
Autres	-	-	17	17
Total des produits, déduction faite des redevances	(50) \$	191 \$	17 \$	158 \$

1) Comprend les activités poursuivies seulement.

Volume des ventes trimestrielles

(après les redevances)	2004			2003			
	Projections ⁴⁾	T1	T1 2004 en regard du T1 2003	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)							
Canada							
Production		2 000	4 %	2 008	1 914	1 899	1 922
Retrait/(injection)		-	-	-	-	-	120
Ventes - Canada	2 010 – 2 120	2 000	-2 %	2 008	1 914	1 899	2 042
États-Unis	675 – 715	684	28 %	654	604	558	534
Royaume-Uni	15	28	115 %	20	7	12	13
	2 700 – 2 850	2 712	5 %	2 682	2 525	2 469	2 589
Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour) ¹⁾							
Canada							
	147 000 – 157 000	156 640	6 %	164 859	163 179	149 292	148 147
États-Unis							
	9 000 – 11 000	9 237	13 %	9 612	9 691	10 376	8 148
Équateur							
Production		76 320	91 %	72 731	54 582	36 754	39 893
Volume transféré au pipeline OCP ²⁾		-	-	-	(4 919)	(2 039)	(5 941)
Enlèvements excédentaires (déficitaires)		4 662	-	4 621	(9 856)	2 506	(2 679)
Équateur – ventes	68 000 – 74 000	80 982	159 %	77 352	39 807	37 221	31 273
Royaume-Uni	16 000 – 18 000	18 088	70 %	15 067	5 813	9 019	10 610
	240 000 – 260 000	264 947	34 %	266 890	218 490	205 908	198 178
Total (barils d'équivalent pétrole par jour)	690 000 – 735 000	716 947	14 %	713 890	639 323	617 408	629 678

	2002		
	T4	T3	T2
Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)			
Canada			
Production	1 943	1 959	1 980
Retrait/(injection)	117	(51)	(90)
Ventes - Canada	2 060	1 908	1 890
États-Unis	516	423	345
Royaume-Uni	8	9	8
	2 584	2 340	2 243
Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour) ¹⁾			
Canada			
	148 196	142 856	140 512
États-Unis			
	10 162	6 146	6 467
Équateur			
Production	34 856	37 447	37 702
Volume transféré au pipeline OCP ²⁾	-	-	-
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	1 044	2 316	5 088
Équateur – ventes	35 900	39 763	42 790
Royaume-Uni	7 786	9 538	11 966
	202 044	198 303	201 735
Total (barils d'équivalent pétrole par jour)	632 711	588 303	575 568

1) Les LGN incluent le condensat.

2) Pétrole brut produit en Équateur transféré au pipeline OCP et ayant servi à la mise en service de cet actif.

3) Gaz naturel converti en barils d'équivalent pétrole à raison de 6 000 pieds cubes pour un baril d'équivalent pétrole.

4) Représente un exercice d'exploitation complet, mais exclut les effets de l'acquisition potentielle de Tom Brown, qui représentent un apport en gaz naturel évalué entre 312 et 320 millions de pieds cubes d'équivalent gaz naturel par jour. Ne tient pas compte non plus des opérations de désinvestissement supplémentaires représentant une production de 40 000 à 60 000 barils d'équivalent pétrole par jour.

Résultats consolidés des activités en amont

Les produits tirés des activités en amont pour le premier trimestre 2004, après déduction des redevances, se sont accrus de 158 M\$, ou 10 %, par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2003. L'accroissement des produits est surtout le résultat de la hausse du volume des ventes de pétrole brut produit en Équateur et au Royaume-Uni et de celles du gaz naturel en provenance des Rocheuses américaines, facteurs qui ont été contrebalancés par la baisse du prix global moyen réalisé sur les marchandises. Le prix moyen pondéré réalisé sur le gaz (avant couverture), déduction faite des redevances, a baissé de 0,23 \$ le millier de pieds cubes, et celui du pétrole brut, de 1,77 \$ le baril. La perte matérialisée relative à la couverture du prix des marchandises et des devises s'est élevée à 150 M\$ ou 2,29 \$ par baril d'équivalent pétrole pour le premier trimestre de 2004; elle s'était élevée à 138 M\$ ou 2,43 \$ le baril au trimestre correspondant de 2003.

Les taxes à la production et les impôts miniers du trimestre écoulé sont en hausse sur ceux du premier trimestre 2003. La hausse découle principalement du rajustement de la charge d'impôts miniers sous le régime fiscal canadien au cours d'un exercice précédent et de l'augmentation du volume des ventes de gaz naturel en provenance des Rocheuses américaines.

Les frais de transport et de vente ont augmenté au premier trimestre 2004 par rapport à ceux de la période correspondante de 2003. La hausse de ces frais est principalement attribuable à l'accroissement du volume des ventes de gaz naturel en provenance des Rocheuses américaines, du volume des exportations du Canada vers les États-Unis, du volume des ventes de pétrole brut en Équateur et à l'incidence défavorable du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Le fait que la société soit obligée de transporter 108 000 barils de pétrole par jour sur le pipeline OCP par suite de la décision du gouvernement de faire transporter les volumes qui lui reviennent sur ce pipeline durant la réfection du pipeline SOTE a également contribué à la hausse. Les travaux de réfection devraient s'achever en avril 2004.

Les charges d'exploitation liées aux activités en amont, à l'exclusion des coûts liés aux activités non productives, sont en hausse de 48 M\$, ou 26 %, sur celles du trimestre correspondant de 2003. L'augmentation en 2004 est surtout attribuable à l'accroissement du volume des ventes de pétrole brut et de gaz naturel ainsi qu'à l'appréciation du dollar canadien par rapport à la devise américaine. À la faveur de la hausse du taux de change principalement, les charges d'exploitation liées aux activités poursuivies, à l'exclusion des activités non productives, ont atteint 3,53 \$ le baril d'équivalent pétrole pour le trimestre écoulé, contre 3,24 \$ pour le premier trimestre 2003.

Au premier trimestre 2004, les charges d'amortissement et d'épuisement se sont accrues de 142 M\$ ou 31 % sur les charges correspondantes de 2003. La hausse résulte surtout de l'accroissement du volume des ventes et de l'évolution du taux de change de la devise américaine par rapport au dollar canadien. Sur une base unitaire, en excluant les activités non productives, les charges d'amortissement et d'épuisement ont atteint 9,14 \$ par baril d'équivalent pétrole au premier trimestre 2004, contre 8,08 \$ le baril au trimestre correspondant de 2003. Les charges du premier trimestre 2004 traduisent principalement l'incidence de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les activités non productives – qui n'interviennent pas directement dans la production de gaz et de pétrole – ont représenté 50 M\$ des produits et 47 M\$ des charges d'exploitation du trimestre écoulé. Ces activités comprennent les produits tirés des activités de traitement de gaz par des tiers, de collecte de gaz et de production d'électricité par cogénération.

Gaz et LGN produits

Gaz et LGN produits¹⁾

Résultats financiers (en millions de dollars)

Trimestres terminés les

31 mars

	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%		2004	%	
	\$		\$	\$	%	\$	\$		
Produits, déduction faite des redevances	971	1	963	358	15	311	15	150	6
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	15	275	4	34	17	29	-	-	-
Transport et vente	82	34	61	25	67	15	5	150	2
Exploitation	101	16	87	20	100	10	-	-	-
Amortissement et épuisement	298	17	254	82	24	66	-	-	-
Produits sectoriels	475		557	197		191	10		4
Volume de gaz (en millions de pieds cubes par jour) ²⁾	2 000	-2	2 042	684	28	534	28	115	13
Volume de LGN (en barils par jour)	13 971	-9	15 291	9 237	16	7 943	2 005	76	1 140

1) Les LGN incluent le condensat.

2) Les résultats du premier trimestre 2003 comprennent des retraits s'élevant à 120 millions de pieds cubes de gaz par jour.

Les produits tirés de la vente de gaz produit au Canada, déduction faite des redevances, sont demeurés stables par rapport à ceux du premier trimestre 2003. Le recul des ventes de la production canadienne de gaz et de LGN, de même que l'incidence de la baisse du prix repère ont été largement compensés par la diminution des pertes matérialisées découlant des opérations de couverture. L'augmentation des produits tirés des ventes aux États-Unis, déduction faite des redevances, tient surtout à l'accroissement du volume des ventes et du prix moyen obtenu. Une perte matérialisée de 20 M\$, ou 0,08 \$ le millier de pieds cubes, découlant des activités de couverture de devises et du prix des marchandises a été portée en diminution des produits globaux tirés du gaz naturel au premier trimestre 2004. En comparaison, une perte de 59 M\$, ou 0,25 \$ le millier de pieds cubes a été comptabilisée au trimestre correspondant de 2003.

La production de gaz au Canada a atteint 2 000 millions de pieds cubes par jour, ou 78 millions de pieds cubes par jour au premier trimestre 2004; elle était de 1 922 millions de pieds cubes par jour pour le trimestre de comparaison. Les ventes totales de gaz canadien ont baissé comparativement aux ventes du premier trimestre 2003. Le recul s'explique surtout par les retraits de 120 millions de pieds cubes par jour effectués, par l'arrêt des activités de production par suite de la décision de suspendre la valorisation nuisible à la récupération des ressources bitumineuses dans le bloc Primrose et par la vente de la participation de la société dans Petrovera. Ces facteurs ont été neutralisés en partie par l'augmentation de la production dans le cadre des programmes de dépenses en immobilisations. Le volume de gaz américain vendu a grimpé de 150 millions de pieds cubes par jour, trimestre sur trimestre, ce qui s'explique avant tout par le succès des projets de forage, les acquisitions stratégiques réalisées en 2003 et l'augmentation de la production grâce aux travaux de mise en valeur des champs de Jonah et de Mamm Creek. Les participations supplémentaires acquises dans les champs Scott et Telford dans le centre de la mer du Nord sont principalement à l'origine de l'augmentation du volume comptabilisé pour le Royaume-Uni.

Résultats unitaires - Gaz produit

<i>Trimestres terminés les 31 mars</i>	Gaz produit – Canada		Gaz produit – États-Unis		Gaz produit – Royaume-Uni	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
<i>(en \$ le millier de pieds cubes)</i>	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Prix, déduction faite des redevances	5,21	5,53	5,39	5,32	4,75	3,21
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,08	0,02	0,51	0,57	-	-
Transport et vente	0,44	0,33	0,39	0,32	1,83	1,90
Exploitation	0,56	0,48	0,33	0,20	-	-
Revenu net ¹⁾	4,13	4,70	4,16	4,23	2,92	1,31

1) Compte non tenu des opérations de couverture du prix des marchandises et des devises.

Résultats unitaires – LGN ¹⁾

<i>Trimestres terminés les 31 mars</i>	LGN – Canada		LGN – États-Unis		LGN – Royaume-Uni	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
<i>(en \$ par baril)</i>	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Prix, déduction faite des redevances	27,27	27,31	32,77	32,18	22,29	24,33
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	3,09	1,55	-	-
Transport et vente	0,35	-	-	-	1,75	-
Revenu net	26,92	27,31	29,68	30,63	20,54	24,33

1) Les LGN incluent le condensat.

Le prix moyen touché pour le gaz produit aux États-Unis et au Canada, déduction faite des redevances, est demeuré sensiblement inchangé par rapport à celui du trimestre correspondant de 2003. Le rétrécissement des écarts de prix entre la production des bassins nord-américains et le NYMEX a contribué à compenser la baisse du prix NYMEX au premier trimestre 2004, ce qui a permis à la société de toucher de meilleurs prix sur sa production américaine. Le prix moyen touché pour les LGN, déduction faite des redevances, est demeuré stable trimestre sur trimestre.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers comptabilisées au premier trimestre 2004 pour le gaz produit au Canada ont dépassé celles du trimestre de comparaison en raison des ajustements dont a fait l'objet au premier trimestre 2003 la charge au titre des impôts miniers constatés pour des exercices précédents. La baisse des charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production des Rocheuses américaines en 2004 tient principalement à l'augmentation de la proportion de la production issue de propriétés assujetties à des taux d'imposition moindres.

L'appréciation du dollar canadien par rapport à la devise américaine et l'augmentation de la distance moyenne entre les installations de production et les marchés où la marchandise est écoulee sont les principaux facteurs expliquant la hausse en 2004 des frais de transport et de vente unitaires du gaz naturel produit au Canada. Pour la production de gaz naturel américain, l'augmentation des frais de transport s'explique surtout par la hausse des frais de transport et de vente au premier trimestre 2004.

Trimestre sur trimestre, les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour la production canadienne de gaz ont dépassé celles de 2003, en raison de la hausse du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation des frais en raison des froids très rigoureux au cours du premier trimestre 2004. Pour la production américaine, les frais unitaires du premier trimestre 2004 ont dépassé ceux de 2003 de 0,13 \$ par suite de l'augmentation du ratio de la production issue de propriétés où les charges d'exploitation sont plus élevées.

Pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)

Trimestres terminés les 31 mars	Amérique du Nord			Équateur			Royaume-Uni		
	2004 \$	2004 en regard de 2003 %	2003 \$	2004 \$	2004 en regard de 2003 %	2003 \$	2004 \$	2004 en regard de 2003 %	2003 \$
Produits, déduction faite des redevances	250	12	224	126	45	87	38	46	26
Charges									
Taxe à la production et impôts fonciers	5	0	5	11	-8	12	-	-	-
Transport et vente	20	0	20	19	171	7	3	50	2
Exploitation	73	9	67	30	100	15	6	100	3
Amortissement et épuiement	118	27	93	65	183	23	33	50	22
Produits sectoriels	34		39	1		30	(4)		(1)
Volume (en barils par jour)	142 669	7	133 061	80 982	159	31 273	16 083	70	9 470

Au premier trimestre 2004, les produits tirés de la production de brut en Amérique du Nord, après déduction des redevances, ont progressé au total de 7 % par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2003. La diminution du prix moyen réalisé sur la production de l'Équateur, attribuable à l'accroissement des pertes sur les couvertures de devises et du prix des marchandises, a été largement compensée par l'accroissement du volume des ventes après l'entrée en service du pipeline OCP; ces facteurs combinés se sont traduits par une augmentation de 45 % des produits, déduction faite de redevances. La hausse des produits tirés de la production au Royaume-Uni, déduction faite des redevances, découle de l'accroissement du volume des ventes de pétrole brut issu des participations acquises dans les champs Scott et Telford, au centre de la mer du Nord, lequel a été neutralisé par la baisse du prix moyen réalisé par suite des pertes sur les couvertures des devises et du prix des marchandises qui se sont accrues. Une perte matérialisée de quelque 130 M\$, ou 5,96 \$ le baril de brut, liée aux instruments de couverture des devises et du prix des marchandises a grevé les produits tirés du pétrole brut. En comparaison, la société avait enregistré à ce poste une perte matérialisée de 79 M\$, ou 5,08 \$ le baril de brut au premier trimestre 2003.

La progression du volume moyen des ventes de pétrole brut nord-américain est attribuable en majeure partie aux efforts de mise en valeur des champs pétrolifères de Foster Creek et de Suffield, dont l'effet a été contrebalancé par la vente de la participation de la société dans Petrovera. Les ventes de pétrole brut en Équateur se sont accrues de 49 709 barils par jour par rapport aux ventes du même trimestre de 2003. Cette bonification résulte de l'entrée en service du pipeline OCP en septembre 2003.

Résultats unitaires – pétrole brut

Trimestres terminés les 31 mars

(en \$ par baril)

	Amérique du Nord		Équateur		Royaume-Uni	
	2004 \$	2003 \$	2004 \$	2003 \$	2004 \$	2003 \$
Prix, déduction faite des redevances	24,73	25,34	23,82	30,86	31,11	30,61
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,37	0,43	1,37	4,27	-	-
Transport et vente	1,50	1,72	2,63	2,35	1,94	2,45
Exploitation	5,61	5,70	4,04	5,09	3,86	2,92
Revenu net ¹⁾	17,25	17,49	15,78	19,15	25,31	25,24

1) Compte non tenu des opérations de couverture du prix des marchandises et des devises.

Le prix moyen touché pour le pétrole brut, compte tenu de l'incidence des couvertures financières, a diminué au total d'environ 12 % par rapport au prix de la période correspondante de 2003. La hausse de 4 % du prix du brut WTI a été largement compensée par l'élargissement des écarts de prix sur le brut et par la proportion accrue de pétrole lourd dans la gamme des produits.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour le pétrole nord-américain sont en baisse pour le trimestre écoulé, en raison surtout de la proportion accrue de la production issue de propriétés non assujetties à ces mesures fiscales. Pour le trimestre, les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers en Équateur ont diminué de 2,90 \$ le baril ou de 68 % comparativement à celles du trimestre correspondant de 2003. La baisse est attribuable au fléchissement du prix obtenu sur les ventes de la production de Tarapoa, qui a été compensé par l'accroissement de la production issue de ce bloc au premier trimestre 2004. Le gouvernement équatorien impose des redevances sur le pétrole de Tarapoa sous forme d'un pourcentage des produits tirés de ce bloc, calculés sur l'excédent du prix touché sur le prix de base fixé.

Les frais unitaires de transport et de vente pour le pétrole produit en Amérique du Nord ont été inférieurs à ceux du premier trimestre 2003 de 0,22 \$ le baril, ou 13 %. L'incidence de la dépréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien a été largement compensée par la baisse des frais de transport au cours du premier trimestre 2004 par rapport au trimestre de comparaison de 2003. Cette baisse résulte d'un changement apporté à la méthode d'affectation des coûts entre les activités en amont et les activités médianes et commercialisation au cours du troisième trimestre 2003. La hausse relative des frais unitaires de transport et de vente en Équateur au cours du premier trimestre 2004 tient au fait que les coûts unitaires de transport sur le pipeline OCP sont supérieurs à ceux du pipeline SOTE, vu les obligations de transport rattachées à l'utilisation du pipeline en vertu desquelles la société doit payer un montant forfaitaire pour une capacité de transport prédéterminée.

En Amérique du Nord, les charges unitaires d'exploitation ont diminué par suite de la vente de la participation de la société dans Petrovera et grâce à l'adoption de techniques de production modernes plus économiques, dont l'effet a été contrebalancé par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. En Équateur, une forte proportion des charges d'exploitation sont fixes, ce qui explique que l'accroissement de la production au premier trimestre 2004 ne se reflète pas dans les charges d'exploitation unitaires comptabilisées.

Activités médianes et commercialisation

Résultats financiers Trimestres terminés les 31 mars	Activités médianes			Commercialisation			Total		
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003
	(en millions de dollars) \$	%	\$	\$	%	\$	\$	%	\$
Produits	551	73	318	868	12	775	1 419	30	1 093
Charges									
Transport et vente	-	-	-	8	-56	18	8	-56	18
Exploitation	71	-10	79	7	-53	15	78	-17	94
Produits achetés	449	120	204	838	13	741	1 287	36	945
Amortissement et épuisement	7	75	4	-	-100	1	7	40	5
	24	-23	31	15	-	-	39	26	31

Au cours du premier trimestre 2004, les produits tirés des activités médianes et commercialisation se sont accrues à la faveur de l'augmentation importante du volume provenant de l'optimisation des activités de stockage de gaz dans le secteur médian qui a été rendue possible par l'augmentation de la capacité offerte par les nouvelles installations et les ajouts. Aux termes de son programme d'optimisation, la société achète du gaz de tiers pour les revendre, de façon à utiliser l'excédent de sa capacité de stockage, qui n'a pas été louée à des tiers.

Résultats financiers des activités de commercialisation - par produit ¹⁾

Trimestres terminés les 31 mars	Gaz		Pétrole brut et LNG		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
(en millions de dollars)	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits	497	455	371	320	868	775
Charges						
Transport et vente	-	3	8	15	8	18
Exploitation	3	13	4	2	7	15
Produits achetés	490	444	348	297	838	741
Amortissement et épuisement	-	1	-	-	-	1
	4	(6)	11	6	15	-

Les activités de commercialisation d'EnCana englobent les activités que la société exerce sur le marché pour maximiser la valeur de sa production, l'acquisition de la production de tiers en vue principalement d'optimiser ses actifs médians et l'optimisation des engagements de transport qu'elle ne parvient pas à honorer avec sa seule production. L'augmentation au cours du premier trimestre 2004 des produits et des charges correspondantes liées aux ventes s'inscrit directement dans les efforts que la société déploie en continu pour optimiser sa production de base, en pleine croissance.

Activités non sectorielles

Éléments non sectoriels

(Trimestres terminés les 31 mars)	2004	2004 en regard de 2003	2003
(en millions de dollars)			
Produits, déduction faite des redevances	(377) \$	-	-
Exploitation	(2)	-	-
Amortissement et épuisement	16	129 %	7
Administration	49	32 %	37
Intérêts, montant net	79	23 %	64
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7	40 %	5
Perte (gain) de change	58	-128 %	(210)
Rémunération à base d'actions	5	-	-
Gain de cession	(34)	-	-
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(95)	-132 %	293

Une perte nette non matérialisée de 376 M\$ à la valeur du marché a été comptabilisée au titre des instruments dérivés dans les comptes correspondant au contrat de couverture en cause. Les produits tirés des activités non sectorielles, déduction faite des redevances, comprennent une perte nette non matérialisée de 379 M\$ à la valeur du marché relative aux contrats de couverture du prix des marchandises, compensée en partie par les produits divers s'élevant à 2 M\$.

Les charges d'exploitation comprennent des gains comptabilisés à la valeur du marché sur les instruments dérivés se rapportant à des contrats d'alimentation en énergie.

La charge d'amortissement et d'épuisement englobe des provisions au titre d'actifs comme du matériel informatique, de l'ameublement de bureau et des améliorations locatives. L'augmentation de la charge est due à l'accroissement des dépenses en immobilisations se rapportant aux éléments non sectoriels effectuées au cours d'exercices précédents et à l'incidence de l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

La hausse des frais d'administration du premier trimestre 2004 sur les frais du trimestre correspondant de 2003 traduit l'effet de l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien, ainsi que l'accroissement des frais de gouvernance et des charges de rémunération à long terme. Les frais d'administration unitaires ont diminué de 0,04 \$ par baril d'équivalent pétrole pour s'établir à 0,75 \$ le baril, contre 0,79 \$ le baril pour le quatrième trimestre de 2003.

L'encours moyen de la dette plus important au cours du premier trimestre 2004 conjugué à l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain explique que le montant net des intérêts débiteurs dépasse celui constaté au trimestre correspondant de 2003.

La majeure partie de la perte de change non matérialisée de 58 M\$ résulte de l'écart entre les taux de change au 31 décembre 2003 et au 31 mars 2004 à la conversion de la dette libellée en dollars américains contractée au Canada. La perte de change non matérialisée, avant impôts, sur la dette libellée en dollars américains pour le premier trimestre 2004 a atteint 39 M\$; un gain avant impôts non matérialisé de 178 M\$ avait été comptabilisé pour le premier trimestre 2003. En vertu des PCGR du Canada, la société doit convertir sa dette à long terme libellée en dollars américains se rapportant à ses activités canadiennes au taux de change en vigueur à la fin de la période de rapport. La perte ou le gain de change résultant est comptabilisé dans les résultats consolidés.

En mars 2004, la société a vendu la participation de 31 % qu'elle détenait dans une entreprise d'entretien de puits. L'opération a donné lieu à un gain matérialisé de 34 M\$. Le produit de la vente a servi à rembourser une dette bancaire et des papiers commerciaux.

Le taux d'imposition réel pour le premier trimestre 2004, qui fait l'objet de la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires, s'est traduit par une économie d'impôts de 49 %, contre une charge de 31 % constatée au trimestre correspondant de 2003. La diminution du taux d'imposition réel par rapport aux prévisions de taux et aux projections publiées par la société est surtout attribuable à deux facteurs. Le premier est la réduction de 109 M\$ de la charge d'impôts futurs par suite de la réduction du taux d'imposition des sociétés sous le régime albertain, qui est passé de 12,5 % à 11,5 % au 1^{er} avril 2004, et des changements apportés aux mesures de transition se rapportant à l'abolition progressive de la déduction fiscale provinciale au titre des ressources. Cette modification était pratiquement entrée en vigueur le 31 mars 2004. Le second facteur est la diminution de 67 M\$ de la charge d'impôts futurs résultant de la cession par la société de sa participation dans Petrovera au cours du premier trimestre 2004.

Le taux d'imposition réel qui s'applique à EnCana au cours d'une période donnée est fonction de la relation entre le bénéfice net avant impôts comptabilisé pour la période et le montant global des éléments déterminant des écarts permanents qui sont exclus du calcul du bénéfice pour la période imposée. Plusieurs catégories d'éléments répondent à ce critère, notamment :

- la moitié non imposable des gains ou des pertes en capital sous le régime fiscal canadien;
- les ajustements pour tenir compte des modifications apportées aux lois qui ont une incidence prospective sur la charge d'impôts futurs;
- l'incidence des mises hors service d'immobilisations lorsque la valeur fiscale de l'actif diffère de sa valeur comptable;
- les éléments comme la déduction relative aux ressources et les paiements à la Couronne non déductibles, dont les traitements fiscal et comptable sont différents.

Compte tenu de l'ampleur et de la nature des activités d'EnCana, il est difficile de prévoir l'incidence de ces éléments et le moment auquel ils se produiront.

Après la prise en compte des ajustements à la charge d'impôts futurs décrits précédemment, la société a réduit la fourchette de taux d'imposition réel qu'elle prévoit pour la ramener entre 26 % et 31 %. Ces taux pourraient subir l'incidence des gains ou pertes de change non matérialisés futurs résultant de la conversion de la dette libellée en dollars américains.

La charge d'impôts exigibles a atteint 232 M\$, contre 20 M\$ pour le trimestre correspondant de 2003. Les paiements d'impôts devraient s'accroître considérablement en 2004 par rapport à l'exercice précédent du fait que les incidences de la fusion de la société ont été prises en compte dans sa position fiscale de 2003. La charge annualisée d'impôts sur les sociétés exigibles pour 2004 est conforme à la fourchette prévue, qui se situait entre 675 M\$ et 820 M\$. La faiblesse anormale de la charge d'impôts pour le premier trimestre 2003 était avant tout imputable à la fusion avec Alberta Energy Company Ltd. (« AEC »).

Les activités de la société sont complexes. De plus, les interprétations, les règlements et les lois fiscales dans les diverses administrations dans lesquelles la société exerce ses activités changent continuellement. En conséquence, certaines questions d'ordre fiscal font généralement l'objet d'un examen. La société estime que la charge d'impôts est appropriée.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Les flux de trésorerie d'EnCana liés aux activités poursuivies se sont établis à 995 M\$ au premier trimestre 2004, soit une baisse de 196 M\$, ou 16 %, en regard des flux inscrits pour le trimestre correspondant de 2003. La baisse des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies est principalement attribuable à la charge d'impôts exigibles de 232 M\$ et à l'incidence défavorable du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien, lesquels ont été compensés en partie par l'augmentation des produits sous l'effet de la croissance du volume de ventes.

Au 31 mars 2004, la dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement, s'élevait à 6 599 M\$, contre 5 931 M\$ au 31 décembre 2003. Au 31 mars 2004, le fonds de roulement de la société affichait une position déficitaire de 568 M\$, compte tenu de la comptabilisation à la valeur du marché de la perte non matérialisée relative aux instruments dérivés, qui s'est chiffrée à 349 M\$, et de la charge d'impôts exigibles de 232 M\$. Un excédent de 157 M\$ avait été enregistré au 31 décembre 2003. Les flux de trésorerie et le produit de la cession de la participation de la société dans Petrovera ont servi à financer l'achat d'actions aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la société, et les dépenses en immobilisations. Ces activités ont eu pour effet de réduire le total et l'encours de la dette à long terme de 155 M\$ par rapport au montant inscrit pour le premier trimestre 2003.

En mars 2004, une filiale en propriété exclusive indirecte de la société, EnCana Holdings Finance Corp., a déposé un prospectus préalable l'autorisant à émettre à l'occasion des titres d'emprunt jusqu'à concurrence d'un montant global de 2 G\$. Tous les titres d'emprunt émis aux termes du prospectus seront garantis intégralement et inconditionnellement par EnCana Corporation. Jusqu'à présent aucun titre n'a été émis aux termes du prospectus.

En février 2004, la société a annoncé que le dividende trimestriel versé aux porteurs d'actions ordinaires serait payé en dollars américains. Le dividende se chiffre à 0,10 \$ par action. Auparavant, la société versait un dividende trimestriel de 0,10 \$ CA par action.

La dette nette s'est élevée à 37 % de la structure du capital, contre 34 % au 31 décembre 2003. La direction calcule ce ratio pour son usage interne, afin de faciliter la gestion de la dette globale, et pour les analystes du crédit qui recourent à cette mesure pour évaluer la liquidité de la société.

Au 31 mars 2004, la société disposait de 1 569 M\$ en facilités de crédit bancaire engagées inutilisées.

En octobre 2003, EnCana a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto visant l'achat pour annulation d'actions ordinaires en vertu d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Aux termes de l'offre, EnCana peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à 23,2 millions de ses actions ordinaires sur une période de 12 mois se terminant le 21 octobre 2004. Au cours du premier trimestre 2004, les rachats aux termes de l'offre en cours se sont établis à 5,2 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 55,36 \$ CA par action, soit un nombre légèrement supérieur au nombre d'options sur actions exercées. Au 31 mars 2004, EnCana avait racheté aux fins d'annulation environ 8,8 millions de ses actions ordinaires à un prix moyen de 51,42 \$ CA par action aux termes de l'offre publique de rachat en cours.

Le 23 mars 2004, la société a racheté la totalité de ses titres à terme subordonnés à taux rajustable de série A (« titres à terme »), d'un montant en capital d'environ 126 M\$ CA. Le prix de rachat des titres à terme correspond au montant du capital majoré des intérêts courus et impayés à la date du rachat.

ÉCART D'ACQUISITION

Au 31 mars 2004, le bilan consolidé de la société faisait état d'un écart d'acquisition de 1 884 M\$ (1 911 M\$ au 31 décembre 2003) qui est le résultat de la fusion avec AEC. Aucune opération n'a créé d'écart d'acquisition supplémentaire au cours du trimestre écoulé. Cette diminution de l'écart d'acquisition est attribuable aux écarts entre les taux de change à la fin du trimestre entre le dollar canadien et le dollar américain.

Dépenses en immobilisations

Investissement en capitaux

(en millions de dollars)

	Prévisions ⁴⁾	2004		2003		
		T1	T4	T3	T2	T1
		\$	\$	\$	\$	\$
Activités en amont						
Canada		1 028	911	901	679	707
États-Unis		210	342	280	196	150
Équateur		54	93	65	34	73
Royaume-Uni		213	178	19	10	16
Autres pays		15	15	15	31	17
Total pour les activités en amont	3 700 – 4 000	1 520	1 539	1 280	950	963
Activités médianes et commercialisation	145 ²⁾	9	69	58	113	36
Activités non sectorielles		9	69	7	19	12
Dépenses en immobilisations	3 845 – 4 145	1 538	1 677	1 345	1 082	1 011
Acquisitions ³⁾		253	-	91	-	116
Cessions	(365)	(566)	(296)	-	(12)	(7)
Investissement de capitaux liés aux activités poursuivies, montant net	3 480 – 3 780	1 225	1 381	1 436	1 070	1 120

	2002		
	T4	T3	T2
(en millions de dollars)	\$	\$	\$
Activités en amont			
Canada	490	230	450
États-Unis	211	559	351
Équateur	61	61	46
Royaume-Uni	17	26	15
Autres pays	75	17	23
Total pour les activités en amont	854	893	885
Activités médianes et commercialisation	22	14	10
Activités non sectorielles	24	12	5
Dépenses en immobilisations	900	919	900
Acquisitions ³⁾	-	-	-
Cessions	(181)	(85)	(155)
Investissement de capitaux liés aux activités poursuivies, montant net	719	834	745

- 1) Représente un exercice d'exploitation complet, mais exclut l'acquisition potentielle de Tom Brown, moyennant 2 700 M\$ et les dépenses en immobilisations supplémentaires prévues de 160 M\$. Ne tient pas compte non plus des opérations de désinvestissement supplémentaires prévues qui se chiffrent entre 1 000 M\$ et 1 500 M\$.
- 2) Les prévisions de dépenses des activités médianes et commercialisation et des activités non sectorielles sont combinées.
- 3) Comprend seulement les acquisitions d'entreprises. Les acquisitions de propriétés sont incluses dans le poste « dépenses en immobilisations » du tableau.

Les dépenses en immobilisations de la société se sont accrues de 527 M\$ pour le premier trimestre 2004 en regard des dépenses correspondantes de 2003. L'augmentation résulte de l'essor des activités d'exploitation, d'acquisition de propriétés et de l'incidence de la hausse du taux de change du dollar américain vis-à-vis du dollar canadien. Les dépenses en immobilisations de la société ont été financées au moyen de l'excédent des flux de trésorerie sur les montants versés dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, du produit tiré de la cession de la participation dans Petrovera et par voie d'emprunts.

Dépenses en immobilisations liées aux activités en amont

Au premier trimestre 2004, les dépenses en immobilisations liées aux activités en amont se sont accrues de 58 % ou 557 M\$ sur celles du trimestre correspondant de 2003. L'augmentation des dépenses en immobilisations reflète les participations supplémentaires de 13,5 % et de 20,2 %, respectivement, acquises dans les gisements Scott et Telford au centre de la mer du Nord britannique, l'accroissement des activités de forage et de mise en valeur et l'incidence de la hausse du taux de change moyen entre le dollar canadien et le dollar américain. La plupart des dépenses ont été engagées sur des propriétés de la société situées en Amérique du Nord, les dépenses faites au Canada ayant été axées principalement sur l'exploration et la mise en valeur de réserves de gaz dans les propriétés à l'intérieur des blocs Suffield et Palliser dans le sud-est de l'Alberta ainsi que de propriétés gazéifères dans les régions Greater Sierra et Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie Britannique et à Pelican Lake dans le nord-est de l'Alberta. Aux États-Unis, les dépenses en immobilisations ont porté surtout sur les activités de forage à Jonah et à Mamm Creek.

Dépenses en immobilisations du secteur des activités médianes et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du premier trimestre 2004 sont principalement liées à la poursuite des travaux de réfection des installations du secteur médian. Les dépenses en immobilisations du premier trimestre 2003 comprenaient les sommes investies dans les installations de stockage de gaz Countess et Wild Goose ainsi que dans d'autres actifs liés aux activités médianes.

Dépenses en immobilisations des activités non sectorielles

Les dépenses en immobilisations des activités non sectorielles se rapportent principalement à des sommes engagées à l'égard de systèmes informatiques, d'améliorations locatives et de mobilier et de matériel de bureau.

Acquisitions et désinvestissements

Les acquisitions et les désinvestissements constatés pour le premier trimestre 2004 résultent surtout de l'achat par la société de la participation de 46,7 % dans Petrovera que détenait son partenaire et de la vente de 100 % de la participation d'EnCana dans cette entreprise.

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. Au 31 mars 2004, 459,8 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, contre 460,6 millions d'actions au 31 décembre 2003. Aucune action privilégiée n'était en circulation au cours de ces périodes. Les salariés et les administrateurs se sont vu octroyer des options sur actions en vertu de divers régimes. Au cours du premier trimestre 2004, environ 4,4 millions d'actions ordinaires ont été émises en vertu de ces régimes, dont les modalités et les soldes en cours sont décrits en détail dans la note 10 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Comme il a été décrit à la section sur les liquidités et les ressources en capital du présent rapport de gestion, la société a racheté aux fins d'annulation durant le premier trimestre 2004 environ 5,2 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 55,36 \$ CA dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités approuvée par la Bourse de Toronto en octobre 2003.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS

La société a signé divers engagements ayant trait principalement à des emprunts, aux frais à vue liés aux contrats de transport fermes, à des engagements de capitaux et à des accords de commercialisation. En outre la société a pris des engagements aux termes de son programme de gestion des risques. Se reporter à la note 13 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires pour la description des opérations financières et à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion pour la liste des contrats physiques. Il n'y a eu au cours du premier trimestre de 2004 aucun changement important en regard des engagements déclarés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2003 autres que l'offre publique en vue d'acquérir Tom Brown, Inc., tel qu'il est décrit à la section « Acquisitions et désinvestissements ».

Au 31 mars 2004, la société devait 1 781 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 a la possibilité de proroger la durée de cette dette sur une base continue et elle envisage de procéder ainsi. Des précisions sur la dette à long terme de la société figurent à la note 8 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 31 mars 2004, EnCana avait conclu des contrats physiques à prix fixes et de longue durée prévoyant le transport d'environ 69 millions de pieds cubes par jour, assujettis à des modalités diverses et portant sur des volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total qui doit être transporté aux termes de ces contrats s'élève à 193 milliards de pieds cubes à un prix moyen pondéré de 3,54 \$ le millier de pieds cubes. Au 31 mars 2004, ces opérations représentaient une perte non matérialisée de 149 M\$.

Poursuites judiciaires liées aux activités de courtage d'énergie abandonnées

En juillet 2003, la filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte de la société, WD Energy Services Inc. (« WD »), a conclu un règlement avec la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis relativement à une enquête de la CFTC qui a été communiquée précédemment. Cette enquête portait notamment sur la communication alléguée de renseignements inexacts sur le commerce du gaz naturel en 2000 et en 2001, à des publications spécialisées dans le secteur de l'énergie qui compilaient et publiaient des indices de prix, par d'anciens employés de la maison de courtage d'énergie de WD établie à Houston dont les activités ont été abandonnées. Toutes les activités de courtage d'énergie de cette maison de Houston ont été abandonnées en 2002 suivant le regroupement avec AEC. Aux termes du règlement, WD a convenu de payer une amende administrative de 20 M\$ sans admettre ni nier les conclusions de l'ordonnance de la CFTC.

Outre l'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 défendeurs dans le cadre de plusieurs poursuites intentées devant les tribunaux de la Californie (dont plusieurs sont des recours collectifs) et de trois recours collectifs intentés devant le United States District Court à New York. Plusieurs des recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie ont été transférés par le Judicial Panel on Multidistrict Litigation sur une base regroupée au Nevada District Court et les procès intentés à New York ont été regroupés devant la New York District Court par suite de la requête du demandeur. Les recours intentés devant les tribunaux de la Californie ont trait à la vente de gaz naturel en Californie de 1999 jusqu'à aujourd'hui. 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 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 de change négociés sur le NYMEX entre 2000 et 2002. E. & J. Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$, qui pourraient tripler en vertu des lois de la Californie. Comme à l'habitude, les recours collectifs ne précisent pas 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

Changements de conventions et de pratiques comptables

Relations de couverture

La société a adopté le 1^{er} janvier 2004 les modifications apportées à la norme de comptabilisation des relations de couverture. Les instruments dérivés en vigueur à cette date qui ne répondent pas aux conditions de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couverture ont été comptabilisés selon la méthode d'évaluation à la valeur du marché dans le bilan consolidé. L'incidence de ce changement de méthode de comptabilisation sur les états financiers consolidés au 1^{er} janvier 2004 de la société a été une augmentation des actifs de 145 M\$, une hausse des passifs de 380 M\$ et une perte nette reportée de 235 M\$. Ces montants seront constatés dans les résultats nets à l'échéance du contrat auquel ils se rapportent. Une partie de la perte nette (137 M\$) a été portée aux résultats le 31 mars 2004, le reste de la perte (98 M\$) sera constatée selon les modalités décrites à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Les changements de la juste valeur de ces contrats survenus du 1^{er} janvier 2004 au 31 mars 2004, de même que tous les autres contrats de couverture en vigueur, ont été comptabilisés à la valeur du marché et une perte de 376 M\$ (252 M\$ après impôts) a été portée aux résultats le 31 mars 2004. La totalité des pertes non matérialisées sur les instruments dérivés au 31 mars 2004 est indiquée à la note 13 afférente aux états financiers consolidés. La perte non matérialisée de 474 M\$ comprend le solde de la perte non matérialisée de 98 M\$ constatée au 1^{er} janvier 2004, ainsi que la perte de 376 M\$ constatée au 31 mars 2004.

Pour de plus amples informations sur les instruments financiers, se reporter à la section « Gestion des risques » du rapport.

GESTION DES RISQUES

Les résultats d'EnCana sont exposés à des risques de marché associés aux fluctuations du prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt, ainsi qu'aux risques de crédit et aux risques liés à l'exploitation, à la sécurité et à l'environnement. La société gère l'exposition aux risques de marché au moyen de divers contrats physiques et instruments financiers. Le recours à des instruments dérivés est régi par des politiques officielles approuvées par la haute direction et est assujéti aux limites établies par le conseil d'administration.

Prix des marchandises

Pour gérer le risque lié à la volatilité du prix des marchandises, la société a conclu diverses ententes liées à des instruments financiers, décrits à la note 13 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires et divers contrats physiques, décrits à la section portant sur le gaz naturel du présent rapport.

La société recourt à des instruments financiers dérivés pour gérer les risques de marché auxquels elle est exposée et qui découlent du prix des marchandises ainsi que des taux de change et d'intérêt. La société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

La société documente de manière officielle l'emploi autorisé d'instruments financiers dérivés et relie expressément leur utilisation, dans le cas des marchandises, à la réduction du risque de valeur marchande associé aux flux de trésorerie attendus des programmes d'immobilisations prévus, et dans d'autres cas, à la réduction du risque de valeur marchande d'actifs et d'obligations spécifiques.

La société conclut des opérations de couverture à l'égard d'une partie de sa production et de ses actifs. Ces opérations de couverture sont généralement des swaps, des tunnels ou des options et sont conclues avec de grandes institutions financières, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des bourses de marchandises. Les gains et les pertes matérialisés découlant de ces instruments financiers dérivés sont constatés à titre de produits tirés du pétrole et du gaz au moment de la production. Le 1^{er} janvier 2004, la société a adopté la NOC 13 de l'ICCA et applique la méthode de comptabilisation à la valeur du marché, tel qu'il est décrit plus haut dans le présent rapport de gestion sous la rubrique « Relations de couverture ». En vertu de la méthode de comptabilisation à la valeur du

marché, les gains et les pertes non matérialisés découlant des écarts entre le prix des marchandises fixé par contrat et le prix à terme à l'échéance du contrat sont également constatés dans les produits.

Gaz naturel

La société a conclu une série de swaps qui fixent les prix AECO et NYMEX ainsi que des tunnels qui fixent la fourchette des prix AECO et NYMEX. Pour se protéger contre l'écart démesuré des prix du gaz naturel dans divers secteurs de la production, la société a conclu des swaps pour fixer l'écart entre le prix AECO et celui des Rocheuses, qui est fondé sur le prix NYMEX.

Les contrats financiers sont décrits dans la note 13 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Les contrats physiques s'établissent comme suit :

	Volumes théoriques (Mpi ³ /j)	Échéance	Prix (\$/mpi ³)	Gain non constaté (perte)
Contrats à prix fixe				
Contrats de vente				
Tunnels sur le Nymex	50	2004	2,46 – 4,90	(16)
Tunnels sur le Nymex	50	2005	2,46 – 4,90	(18)
Tunnels sur le Nymex	46	2006 – 2007	2,46 – 4,90	(22)
Contrats de base				
Contrats de vente				
Prix fixe sur le Nymex basé sur le prix des Rocheuses	423	2004	(0,501)	26
Prix fixe sur le Nymex basé sur le prix de San Juan	50	2004	(0,637)	1
Prix fixe sur le Nymex basé sur le prix des Rocheuses	403	2005	(0,476)	28
Prix fixe sur le Nymex basé sur le prix de San Juan	50	2005	(0,637)	1
Prix fixe sur le Nymex basé sur le prix des Rocheuses	211	2006 – 2007	(0,495)	23
Prix fixe sur le Nymex basé sur le prix de San Juan	42	2006	(0,637)	-
				23
Positions physiques sur la commercialisation du gaz naturel				12
				35 \$

Pétrole brut produit

La société a partiellement réduit sa vulnérabilité à la fluctuation des prix WTI NYMEX pour une partie de sa production de pétrole à l'aide de swaps à prix fixe, d'ententes tunnel à prime zéro et d'opérations mixtes tripartites sur opérations de vente. Dans le cadre de ses activités de commercialisation du pétrole brut, la société a assuré la gestion des risques associés aux stocks de pétrole brut et aux marges de tiers en recourant à des contrats à terme, à des contrats d'options et à des tunnels.

Optimisation du stockage du gaz naturel

Pour gérer la volatilité du prix des opérations physiques et des stocks correspondants dans le cadre de son programme d'optimisation du stockage du gaz, la société a conclu divers contrats physiques et divers contrats financiers, à différents emplacements, pour les dix prochains mois. Les instruments financiers comprennent des contrats à terme, des swaps taux variable contre taux fixe et des swaps de taux de référence.

Protocole de Kyoto

Les risques liés à l'accord de Kyoto et à d'autres initiatives de nature semblable prises par le gouvernement américain qui ont été décrits dans le rapport de gestion établi pour l'exercice 2003 s'appliquent encore.

Décision de l'Alberta Energy And Utilities Board (« AEUB »)

Le volume de production de la société, principalement celui du bloc Primrose dans le nord-est de l'Alberta, a été touché par la décision de l'AEUB, prise en septembre 2003, de temporairement suspendre la commercialisation de la production de gaz naturel qui menaçait la récupération des ressources bitumineuses dans la région. Par suite de cette décision, la production de gaz naturel du premier trimestre 2004 d'EnCana dans la région a chuté d'environ 12 millions de pieds cubes par jour par rapport à celle du premier trimestre 2003. L'incidence future de cette décision est inconnue, mais elle ne devrait pas être importante.

PERSPECTIVES

Au cours de l'exercice 2004, la société compte se concentrer sur la mise en valeur des ressources des propriétés gazifères et pétrolifères des zones de l'Amérique du Nord pour accroître la production dans ce secteur ainsi que sur la production de pétrole brut en Équateur. En outre, la mise en valeur des gisements dans le golfe du Mexique, sur la côte Est du Canada et au centre de la mer du Nord au Royaume-Uni devrait consolider à moyen terme le potentiel de production. La société pourrait également accroître son potentiel à long terme grâce aux nouvelles entreprises d'exploration ciblée à l'étranger.

La société prévoit être en mesure de financer son programme de dépenses en immobilisations de 2004, avant les acquisitions et les désinvestissements, évalué entre 3 845 M\$ et 4 145 M\$, au moyen surtout des flux de trésorerie, du produit de la cession d'actifs non essentiels et de la dette à long terme. L'acquisition éventuelle de Tom Brown pourrait apporter environ 160 M\$ de capitaux additionnels. La société a révisé à la hausse ses projections en prévision de désinvestissements anticipés de 365 M\$, pour les fixer dans une fourchette comprise entre 1 365 M\$ et 1 865 M\$ pour 2004, selon que l'acquisition de Tom Brown se réalise ou non.

Volumes prévus	Exercice 2004 complet ²⁾	Trimestre terminé le 31 mars 2004
Production de gaz (en milliers de pieds cubes par jour)		
Canada	2 010 – 2 120	2 000
États-Unis	675 – 715	684
Royaume-Uni	15	28
Production totale de gaz	2 700 – 2 850	2 712
Production de pétrole brut et LGN (en barils par jour)		
Canada	147 000 – 157 000	156 640
États-Unis	9 000 – 11 000	9 237
Équateur	68 000 – 74 000	80 982
Royaume-Uni	16 000 – 18 000	18 088
Production totale de pétrole brut et LGN	240 000 – 260 000	264 947
Total (en barils d'équivalent pétrole par jour) ¹⁾³⁾	690 000 – 735 000	716 947

- 1) Gaz naturel converti en barils d'équivalent pétrole à raison de 6 000 pieds cubes = 1 baril d'équivalent pétrole.
- 2) Exclut les effets de l'acquisition potentielle de Tom Brown, Inc., soit un apport de gaz naturel qui se chiffrerait entre 312 et 320 millions de pieds cubes d'équivalent pétrole par jour à compter de la date d'acquisition.
- 3) Ne tient pas compte des effets prévus des opérations de désinvestissements supplémentaires qui représenteraient une production de 40 000 à 60 000 barils d'équivalent pétrole par jour.

Au 31 mars 2004, les stocks globaux de gaz en Amérique du Nord dépassaient ceux du trimestre correspondant de 2003, mais ils sont demeurés sous la moyenne quinquennale. La baisse de la production de gaz naturel, la vigueur de la demande et l'incertitude quant à la capacité des producteurs de préserver les niveaux des stocks ont maintenu les prix du gaz naturel au sommet des moyennes historiques. Les perspectives pour 2004 et les années à venir dépendront essentiellement des conditions climatiques, du calendrier de la nouvelle production et de l'activité économique.

La volatilité du prix du pétrole brut devrait persister en 2004 du fait des incertitudes qui planent sur le marché au sujet de la reprise de la production de l'Irak, de la faiblesse exceptionnelle du niveau des stocks aux États-Unis, du respect des contingents de production de l'OPEP et de la santé générale de l'économie mondiale.

La société a révisé à la baisse la fourchette du taux d'imposition réel prévu, pour la fixer entre 26 et 31 %. Ce taux d'imposition peut être influencé à divers degrés par l'incidence des gains ou les pertes de change non matérialisés futurs en regard de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. La société prévoit que les estimations de la charge d'impôts pour 2004 se situeront dans la fourchette prévue antérieurement, soit entre 675 M\$ et 820 M\$.

Le 27 avril 2004