

EnCana Corporation

Analyse par la direction
31 mars 2003

NOTE SPÉCIALE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux épargnants éventuels d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société »), de l'information sur la société, certains énoncés de l'analyse par la direction (l'« analyse ») constituent des énoncés prospectifs au sens de la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*. L'information prospective contient généralement des énoncés comportant des termes tels que « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention » « cibler » ou d'autres termes semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant un résultat. Les énoncés prospectifs de la présente analyse comprennent notamment des déclarations sur : l'augmentation de la production de pétrole brut, de liquides du gaz naturel et de gaz naturel de la société en 2003 et au-delà; la croissance prévue de la production et de la capacité de stockage de gaz naturel en Amérique du Nord; la croissance prévue de la production de pétrole en Équateur, au Royaume-Uni, dans le centre de la mer du Nord et le golfe du Mexique; la recherche de nouvelles occasions de croissance en 2003 et les ventes en 2003; l'incidence du programme de gestion des risques de la société; le produit susceptible d'être tiré de la vente de la participation résiduelle de la société dans Syncrude et de la redevance dérogatoire brute; le niveau des dépenses en immobilisations de la société pour 2003 et les sources de leur financement; les quantités devant être stockées par injection en 2003; l'incidence des réclamations juridiques sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la société; la stratégie de la société concernant les sables bitumineux; les hausses moyennes du prix du gaz naturel et la volatilité du prix du pétrole brut en 2003; les résultats des enquêtes menées par des organismes du gouvernement américain; l'incidence des fluctuations de la capacité de transport par pipeline sur les prix de la zone de production AECO; ainsi que sur les résultats d'exploitation futurs et les divers éléments qui les composent.

Le lecteur est prié de ne pas se fier indûment à l'information de nature prospective, rien ne garantissant que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels elle se fonde se concrétiseront. Par essence, l'information de nature prospective comporte 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. Bien que la société estime que les prévisions figurant dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront exactes. Certains risques et autres facteurs susceptibles de rendre les résultats fort différents de ceux qui sont exprimés dans les déclarations de nature prospective présentées dans l'analyse par la direction comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt, l'offre et la demande de produits, la concurrence, les risques propres aux activités du secteur du pétrole et du gaz et des activités médianes de la société en Amérique du Nord et à l'étranger, les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société, l'imprécision de l'estimation des réserves et des ressources potentielles, la capacité de la société de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz, la capacité de la société de générer des flux de trésorerie liés à l'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, les conditions économiques et commerciales en général, la capacité de la société de conclure ou de renouveler les contrats de location, le calendrier et le coût de la construction de puits et de pipelines, la capacité de la société d'engager des dépenses en immobilisations et le montant de ces dépenses, l'imprécision de l'estimation des dates, des coûts et des niveaux de la production et des forages, les résultats des activités de forage d'exploration et de mise en valeur, l'imprécision des estimations relatives à la capacité de production future, la capacité de la société d'assurer le transport adéquat de ses produits, l'incertitude quant aux montants et au calendrier des paiements de redevances, l'imprécision de l'estimation des ventes de produits, l'évolution de la réglementation de l'environnement et d'autres réglementations, la situation politique et économique des pays dans lesquels la société exerce ses activités, notamment l'Équateur, les risques d'une guerre internationale, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la société exerce ses activités ainsi que les menaces du terrorisme international et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents de la société déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. En conséquence, la société tient à préciser que des événements ou des circonstances pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement des prévisions. Les énoncés concernant les « réserves » ou les « ressources » sont considérés comme des énoncés prospectifs, étant donné qu'ils reposent sur l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les ressources et les réserves décrites pourront être extraites de façon rentable. Il convient de remarquer que la liste des importants facteurs précités n'est pas exhaustive. Le lecteur veillera à ne pas accorder une confiance induite aux énoncés prospectifs de la présente analyse par la direction, qui sont en date des présentes, et la société ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente analyse par la direction sont expressément visés par cette mise en garde.

La présente analyse par la direction (l'« analyse par la direction ») d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») doit être lue en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés des trimestres terminés les 31 mars 2003 et 2002 et les états financiers consolidés vérifiés et l'analyse par la direction de l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

SURVOL

Les données correspondantes de 2002 figurant dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés ») du trimestre terminé le 31 mars 2003 rendent compte des résultats de la société avant la fusion du 5 avril 2002 avec Alberta Energy Company Ltd. (« AEC »). Les montants déclarés pour le trimestre terminé le 31 mars 2002 ne comprennent donc pas les résultats liés aux activités de AEC au cours de cette période.

Les résultats des activités poursuivies par EnCana sont réparties entre deux grands secteurs : celui des activités en amont et celui des activités médianes et commercialisation.

Le secteur des activités en amont comprend l'exploitation et la production par la société de gaz naturel, de liquides du gaz naturel (« LGN ») et de pétrole brut. Les activités en amont de la société sont exercées principalement au Canada, aux États-Unis (« É.-U. »), en Équateur et dans le centre de la mer du Nord du Royaume-Uni (« R.-U. »). La division des nouveaux projets internationaux du secteur des activités en amont comprend les activités de la société dans le golfe du Mexique, le centre de la mer du Nord (R.-U.), le Moyen-Orient, l'Afrique, l'Australie et l'Amérique latine ainsi que sur la côte est du Canada et dans les régions frontalières septentrionales de l'Amérique du Nord.

Le secteur activités médianes et commercialisation comprend les activités médianes, soit les activités liées au stockage du gaz, au traitement des liquides du gaz naturel et à la production d'électricité, ainsi que les activités liées à la commercialisation en vertu desquelles la société achète et prend livraison de produits de tiers et les livre à des clients aux termes d'ententes de transport distinctes de celles qu'elle conclut pour sa propre production.

RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour le premier trimestre de 2003, les flux de trésorerie d'EnCana liés aux activités poursuivies se sont élevés à 1 852 M\$ (montant dilué de 3,80 \$ par action ordinaire) contre 387 M\$ (montant dilué de 1,48 M\$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2002, soit une augmentation de 379 %. Quant au bénéfice net des activités poursuivies, il s'est dégagé à 983 M\$ contre 131 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les résultats dilués par action ordinaire se sont établis à 2,03 \$ contre 0,51 \$. Ces augmentations s'expliquent principalement par la croissance des ventes et la forte montée du prix des marchandises.

	Trimestres terminés les 31 mars	
Sommaire financier consolidé (en millions de dollars, sauf les données par action)	2003	2002
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	4 158 \$	1 061 \$
Bénéfice net des activités poursuivies	983	131
– par action ordinaire (dilué)	2,03	0,51
Bénéfice net	1 246	133
– par action ordinaire (dilué)	2,57	0,51
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 852	387
– par action ordinaire (dilué)	3,80	1,48
Flux de trésorerie	1 852	389
– par action ordinaire (dilué)	3,80	1,49

Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »), la société est tenue de convertir en dollars canadiens la dette à long terme libellée en dollars américains au taux de change en vigueur à la fin de la période visée. Les gains ou les pertes de change qui en découlent sont comptabilisés dans l'état consolidé des résultats ou, dans le cas d'une dette à long terme détenue par des établissements autonomes à l'étranger, au compte de conversion des devises inclus dans les capitaux propres du bilan consolidé. Le tableau qui suit a été dressé afin de fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des

renseignements qui présentent clairement l'incidence de l'encours de la dette libellée en dollars américains sur les résultats de la société :

<i>(en millions de dollars)</i>	2003		2002		
	1 ^{er} trim.	4 ^e trim.	3 ^e trim.	2 ^e trim.	1 ^{er} trim**
Bénéfice net des activités poursuivies, déjà établi	983	\$ 416	\$ 184	\$ 494	\$ 131
Déduire le gain (la perte) de change à la conversion de la dette libellée en dollars américains (après impôts)*	193	10	(145)	163	(1)
Bénéfice des activités poursuivies, compte non tenu de l'écart à la conversion de la dette libellée en dollars américains	790	\$ 406	\$ 329	\$ 331	\$ 132
<i>(en dollars par action ordinaire – résultat dilué)</i>					
Bénéfice net des activités poursuivies par action ordinaire, déjà établi	2,03	\$ 0,86	\$ 0,38	\$ 1,05	\$ 0,51
Déduire le gain (la perte) de change à la conversion de la dette libellée en dollars américains (après impôts)*	0,40	0,02	(0,30)	0,35	-
Bénéfice des activités poursuivies, compte non tenu de l'écart à la conversion de la dette libellée en dollars américains	1,63	\$ 0,84	\$ 0,68	\$ 0,70	\$ 0,51

* Sans incidence sur les flux de trésorerie puisqu'il s'agit d'un gain non matérialisé (ou d'une perte non matérialisée).

** Les résultats du premier trimestre de 2002 ne comprennent pas ceux de AEC.

Le bénéfice des activités poursuivies, compte non tenu de l'écart à la conversion de la dette libellée en dollars américains, et les flux de trésorerie par action n'ont pas de sens normalisé prescrit par les PCGR du Canada. Par conséquent, ces données pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans la présente analyse pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements complémentaires sur les finances et les résultats d'exploitation de la société.

ACQUISITIONS ET DÉSIGNIFICATIONS

Acquisitions

Le 31 janvier 2003, la société a augmenté sa production et ses avoirs fonciers en Équateur en se portant acquéreur d'une société pour une contrepartie nette en espèces de 179 M\$, sous réserve des charges et des ajustements habituels postérieurs à la clôture de l'opération. Cette acquisition comprenait des participations dans les réserves exploitées et inexploitées de trois blocs adjacents au bloc 15, dans lequel la société possède une participation directe et dont elle n'est pas l'exploitant.

Désinvestissements

Le 3 février 2003, la société a annoncé avoir conclu une entente pour céder une participation de 10 % dans le projet Syncrude. La vente de la participation de 10 % a été conclue le 28 février 2003 pour une considération nette en espèces de 1 026 M\$, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture. Aucun gain ni aucune perte n'ont été comptabilisés à la suite de l'opération. La société a aussi accordé à l'acheteur l'option d'acheter, aux mêmes conditions avant la fin de 2003, sa participation restante de 3,75 % et une redevance dérogatoire brute. Si l'option est exercée, elle pourrait générer un produit supplémentaire d'environ 417 M\$.

À la suite de la vente de sa participation dans Syncrude, la société compte axer sa stratégie d'exploitation des sables bitumineux sur la mise en valeur des ressources de grande qualité, à récupérer à l'aide de la méthode de drainage par gravité au moyen de la vapeur, sur les terrains en propriété exclusive qu'elle exploite à Foster Creek et à Christina Lake.

Activités abandonnées

Activités médianes – pipelines

La société a annoncé qu'elle avait clôturé la vente de ses participations dans les réseaux de pipelines Cold Lake et Express les 2 et 9 janvier 2003 respectivement, pour la contrepartie totale d'environ 1,6 G\$, y compris la prise en charge de la dette à long terme annexe. Un gain après impôts à la vente de 263 M\$ a été comptabilisé à la suite de ces opérations.

Ces ventes de pipelines font partie du recentrage stratégique d'EnCana consistant à se concentrer sur les éléments d'actif dont la croissance et le rendement sont les plus élevés. Le produit de ces ventes a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, notamment à la réduction de la dette, avant d'être réparti entre d'autres initiatives stratégiques.

Les activités pipelinières précitées ont été comptabilisées dans les activités abandonnées, dans la note 4 afférente aux états financiers consolidés.

CONTEXTE COMMERCIAL

<i>(moyenne du trimestre)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2003	2002
Prix AECO (<i>en \$ le millier de pieds cubes</i>)	7,92 \$	3,34 \$
Prix NYMEX (<i>en \$ US par million de Btu</i>)	6,59	2,32
WTI (<i>en \$ US par baril</i>)	33,80	21,63
Écart entre les prix du WTI et du Bow River (<i>en \$ US par baril</i>)	7,58	5,22
Écart entre les prix du WTI et de l'Orient (Équateur) (<i>en \$ US par baril</i>)	5,02	3,95
Taux de change du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain (<i>\$ US</i>)	0,662	0,627

Au cours du premier trimestre de 2003, le prix du gaz naturel a été nettement plus élevé que pendant la même période de l'exercice précédent. Le prix moyen AECO s'est élevé à 7,92 \$ le millier de pieds cubes, une hausse de 137 % par rapport au premier trimestre de 2002. Le prix moyen NYMEX a aussi monté, soit de 184 % par rapport au premier trimestre de 2002, pour s'établir à 6,59 \$ US par million de Btu. Les hausses de prix s'expliquent en partie par la baisse de la production et les quantités de gaz stockées, et par le temps froid qui a sévi au cours du premier trimestre de 2003 par rapport à la même période de 2002.

Au prix moyen de 33,80 \$ US le baril au cours du premier trimestre de 2003, le prix du brut de référence West Texas Intermediate (WTI) se trouve à avoir bondi de 56 % par rapport à la même période de l'an dernier. L'incertitude créée par la guerre en Irak et la baisse de la production du Venezuela ont contribué à faire monter les cours mondiaux du pétrole.

Par rapport au premier trimestre de l'exercice précédent, l'écart entre les prix du pétrole lourd et du pétrole léger s'est creusé pendant le premier trimestre de 2003. Les écarts entre le WTI et le Bow River et le WTI et l'Orient ont été plus importants qu'au cours du premier trimestre de l'exercice précédent. Le creusement de ces écarts est avant tout attribuable au prix moyen nettement plus élevé du WTI, en hausse de 12,17 \$ US le baril par rapport au premier trimestre de 2002. L'incidence du prix élevé du WTI a été quelque peu atténuée par la pénurie de pétrole lourd aux États-Unis à la suite principalement de la grève des travailleurs de l'industrie pétrolière au Venezuela.

Le dollar canadien a fait preuve de vigueur au cours du premier trimestre de 2003. Le taux de change du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain s'est établi en moyenne à 0,662 \$ US au premier trimestre de 2003, contre un taux moyen de 0,627 \$ US pour la même période de l'exercice précédent. Cette appréciation du dollar canadien est avant tout attribuable aux nouvelles favorables concernant l'économie du pays et l'écart grandissant entre les taux d'intérêt canadiens et américains.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Activités en amont

Trimestres terminés les 31 mars

<i>(en millions de dollars)</i>	2003					Total \$
	Gaz et LGN produits \$	Pétrole brut classique \$	Syncrude \$	Propriétés non productives \$		
Produits						
Produits bruts	2 258	613	91	45		3 007
Redevances et taxes à la production	368	131	1	-		500
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	1 890	482	90	45		2 507
Charges						
Transport et vente	118	44	1	-		163
Exploitation	150	128	43	53		374
Amortissement et épuisement	509	209	7	2		727
Bénéfice des activités en amont	1 113	101	39	(10)		1 243

Trimestres terminés les 31 mars

<i>(en millions de dollars)</i>	2002					Total \$
	Gaz et LGN produits \$	Pétrole brut classique \$	Syncrude \$	Propriétés non productives \$		
Produits						
Produits bruts	398	240	-	16		654
Redevances et taxes à la production	35	33	-	-		68
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	363	207	-	16		586
Charges						
Transport et vente	33	11	-	-		44
Exploitation	49	55	-	6		110
Amortissement et épuisement	136	64	-	3		203
Bénéfice des activités en amont	145	77	-	7		229

Volume des ventes

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2003**	2002
Production de gaz (<i>en millions de pieds cubes par jour</i>)	3 016	1 085
Pétrole brut (<i>en barils par jour</i>)	203 116	100 375
LGN (<i>en barils par jour</i>)	30 053	16 486
Syncrude (<i>en barils par jour</i>)	20 272	-
Total (<i>en barils d'équivalent pétrole par jour</i>)*	756 108	297 694

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

** Comprend les quantités découlant de la fusion avec AEC

Variation des produits de 2003 par rapport à 2002

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars			
	Prix	Volume	Total	
Gaz et LGN produits	1 157	\$ 703	\$ 1 860	\$
Pétrole brut classique	127	246	373	
Syncrude	-	91	91	
Total des produits bruts*	1 284	\$ 1 040	\$ 2 324	\$

* Ne comprend pas les produits bruts des activités non productives.

Résultats consolidés des activités en amont

Conformément aux pratiques canadiennes de présentation de l'information s'appliquant à l'industrie du pétrole et du gaz, les produits sectoriels de la société sont présentés dans les états avant la déduction des redevances à payer, qu'elles soient en espèces ou en nature. Les produits bruts du secteur des activités en amont pour le premier trimestre 2003 se sont élevés à 3 007 M\$ contre 654 M\$ pour le premier trimestre de 2002, soit un bond de 2 353 M\$ ou de 360 %. Cette hausse fait suite à l'augmentation des ventes consécutive à la fusion avec AEC, aux acquisitions dans les Rocheuses américaines aux deuxième et troisième trimestres de 2002, à l'expansion des projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur de la société et à la poursuite de la mise en valeur des ressources au Canada et dans les Rocheuses américaines, ainsi qu'à la hausse du prix des marchandises enregistrée au premier trimestre de 2003.

Les redevances et les taxes à la production payées au cours du premier trimestre de 2003 ont représenté 16 % des produits bruts, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, contre 11 % pour la même période de l'exercice précédent. L'augmentation de ce taux fait suite à l'ajout de la production d'AEC en avril 2002, située principalement dans des régions assujetties à des redevances de la Couronne, ce qui a pour effet de diminuer la part de la production de la société attribuable à la propriété inconditionnelle, qui n'est assujettie qu'aux impôts miniers.

Les frais de transport et de vente ont augmenté pour s'établir à 163 M\$ contre 44 M\$ pour le premier trimestre de 2002, par suite surtout de l'accroissement des ventes au cours du premier trimestre de 2003. Pour les besoins de l'analyse ci-après, ces frais ont été déduits des produits bruts dans le calcul du prix unitaire obtenu pour chaque marchandise.

Les charges d'exploitation du pétrole classique et du gaz naturel des activités en amont se sont élevées à 278 M\$ pour le trimestre, en hausse de 174 M\$ en regard de celles de la période correspondante de l'exercice précédent. L'accroissement de la production par suite de la fusion avec AEC, les acquisitions réalisées par la société dans les Rocheuses américaines, l'expansion des projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur et la poursuite des travaux d'aménagement au Canada et dans les Rocheuses américaines sont les principaux facteurs à l'origine de cette hausse. Les charges d'exploitation du pétrole classique et du gaz naturel, compte non tenu des recouvrements de coûts, se sont élevés à 4,20 \$ le baril d'équivalent pétrole, contre 3,88 \$ pour le premier trimestre de 2002. L'augmentation des charges d'exploitation unitaires s'explique principalement par la hausse des frais de maintenance, d'électricité et de combustible, jumelée à la production accrue en provenance de propriétés dont les charges d'exploitation sont plus élevées.

Les charges au titre de l'amortissement et de l'épuisement se sont chiffrées à 727 M\$ pour le premier trimestre de 2003, contre 203 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. Par baril d'équivalent pétrole, ces charges se sont élevées à 10,68 \$ contre 7,58 \$ pour le premier trimestre de 2002, en hausse de 41 %. La montée enregistrée au premier trimestre de 2003 fait suite à la prise en compte des charges liées à l'ajout de l'actif d'AEC en avril 2002, qui a été comptabilisé à sa juste valeur dans le cadre de la répartition du prix d'achat, et à une hausse du taux consolidé d'amortissement et d'épuisement de 2003 de la société. La société procède à des examens périodiques de ses taux d'amortissement afin de s'assurer que les taux restent convenables à la lumière des changements qui se produisent dans les biens et les réserves épuisables.

Production de gaz et de LGN
Résultats unitaires – Production de gaz et de LGN

Trimestres terminés les 31 mars	Gaz produit – Canada		Gaz produit – États-Unis		LGN	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	<i>(en \$ le millier de pieds cubes)</i>		<i>(en \$ le millier de pieds cubes)</i>		<i>(en \$ par baril)</i>	
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente	7,85	3,24	7,55	3,76	43,73	20,06
Redevances	1,00	0,30	2,23	1,10	9,21	1,00
Charges d'exploitation	0,63	0,46	0,25	0,77	-	-
Revenu net, compte non tenu des opérations de couverture	6,22	2,48	5,07	1,89	34,52	19,06
Opérations de couverture	(0,65)	0,32	0,80	-	-	-
Revenu net, compte tenu des activités de couverture	5,57	2,80	5,87	1,89	34,52	19,06

Pour le premier trimestre de 2003, les produits bruts tirés de la vente de gaz et de LGN se sont élevés à 2 258 M\$, en hausse de 1 860 M\$ ou de 467 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation des ventes et la montée du prix du gaz naturel et des LGN sont à l'origine de l'augmentation des produits bruts. Les produits bruts tirés du gaz naturel pour le premier trimestre de 2003 comprennent une perte nette de 89 M\$ à la suite d'opérations de couverture sur les devises et les marchandises. Pour la même période de l'exercice précédent, les opérations financières avaient dégagé un gain net de 29 M\$. De plus, un gain sur des opérations de couverture de marchandises de 111 M\$ en 2003 a été inclus dans le montant unitaire net des frais de transport et de vente.

Les ventes de gaz produit au cours du premier trimestre de 2003 ont été en moyenne de 3 016 millions de pieds cubes par jour, en hausse de 178 % par rapport aux ventes de 1 085 millions de pieds cubes par jour pour le même trimestre de l'exercice précédent. Les ventes de LGN se sont établies à 30 053 barils par jour contre 16 486 barils pour la période correspondante de 2002. L'augmentation des ventes au cours du premier trimestre de 2003 s'explique par la prise en compte des ventes qui ont fait suite à la fusion en avril 2002 avec AEC, des acquisitions de la société dans la région des Rocheuses américaines, des forages fructueux à Jonah, Mamm Creek et Ferrier et de la poursuite des travaux d'aménagement à Suffield, au bloc de Palliser et à Greater Sierra.

Les retombées des ventes accrues de gaz naturel et de LGN de la société se sont amplifiées du fait de la hausse du prix des marchandises. Le prix touché à la vente du gaz naturel au Canada s'est établi en moyenne à 7,85 \$ le millier de pieds cubes, compte non tenu d'une perte sur les opérations financières de couverture de 0,65 \$ le milliers de pieds cubes, au cours du premier trimestre de 2003, soit une augmentation de 142 % par rapport au prix moyen de 3,24 \$ le millier de pieds cubes, compte non tenu d'un gain sur les opérations financières de couverture de 0,32 \$ le millier de pieds cubes, pour la même période de 2002. Le prix touché pour le gaz naturel aux États-Unis a aussi augmenté pour s'établir à 7,55 \$ le millier de pieds cubes, compte non tenu d'un gain sur les opérations financières de couverture de 0,80 \$ le millier de pieds cubes, soit une augmentation de 101 % sur les 3,76 \$ le millier de pieds cubes pour le premier trimestre de l'exercice précédent. Le prix moyen des LGN pour le premier trimestre de 2003 s'est établi à 43,73 \$ le baril contre 20,06 \$ pour le premier trimestre de l'exercice précédent, en hausse de 118 %.

Pour le premier trimestre de 2003, les charges d'exploitation du gaz produit au Canada, déduction faite du recouvrement des charges d'exploitation, se sont établies à 0,63 \$ le millier de pieds cubes contre 0,46 \$ pour la même période de l'exercice précédent. La hausse des charges d'exploitation au Canada fait suite à l'augmentation des frais de maintenance et d'électricité, des frais de traitement et à l'accroissement de la production en provenance de propriétés dont les charges d'exploitation sont plus élevées.

Les charges d'exploitation du gaz produit aux États-Unis, après déduction du recouvrement de charges d'exploitation, se sont établies en moyenne à 0,25 \$ le millier de pieds cubes pour le premier trimestre de 2003, ce qui constitue une amélioration par rapport aux charges de 0,77 \$ le millier de pieds cubes pour le même trimestre de 2002. Sur une base unitaire, les charges d'exploitation aux États-Unis ont bénéficié de l'ajout de propriétés peu chères à exploiter à Jonah et Mamm Creek, acquises à la suite de la fusion avec AEC.

Pétrole brut classique

Résultats unitaires – Pétrole classique

Trimestres terminés les 31 mars	Amérique du Nord		Équateur		Royaume-Uni	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
(en \$ par baril)	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente	35,61	25,38	43,90	-	42,53	31,15
Redevances	4,72	4,08	17,12	-	-	-
Charges d'exploitation	7,59	6,46	5,63	-	4,41	2,83
Revenu net, compte non tenu des opérations de couverture	23,30	14,84	21,15	-	38,12	28,32
Opérations de couverture	(8,83)	(0,91)	-	-	-	(0,30)
Revenu net, compte tenu des activités de couverture	14,47	13,93	21,15	-	38,12	28,02

Les produits bruts tirés de la vente de pétrole classique se sont établis à 613 M\$ pour le premier trimestre de 2003, en hausse de 373 M\$, soit de 155 %, par rapport au même trimestre de l'exercice précédent. L'augmentation des produits bruts fait suite à la croissance des ventes jumelée à la montée des cours mondiaux du pétrole. Les produits bruts tirés du pétrole brut classique pour le trimestre ont diminué à la suite d'une perte d'environ 120 M\$ imputable aux opérations financières de couverture de marchandises et de devises, alors qu'une perte de 8 M\$ avait été enregistrée pour le premier trimestre de 2002.

Pour le premier trimestre de 2003, les ventes de pétrole brut classique en Amérique du Nord ont grimpé de 70 %, pour s'établir en moyenne à 150 882 barils par jour contre 88 656 pour la même période de 2002. L'augmentation des ventes s'explique par la prise en compte des ventes consécutives à la fusion, la poursuite des travaux d'aménagement à Suffield, le début de la production commerciale à Christina Lake et le démarrage de la production à Foster Creek. Le prix touché par la société pour le pétrole brut classique en Amérique du Nord s'est élevé en moyenne à 35,61 \$ le baril, compte non tenu d'une perte sur les opérations financières de couverture de 8,83 \$ le baril pour le trimestre, ce qui représente une amélioration par rapport au prix moyen de 25,38 \$ le baril, compte non tenu d'une perte sur les opérations financières de couverture de 0,91 \$ le baril, pour le premier trimestre de 2002.

Les charges d'exploitation du pétrole brut classique en Amérique du Nord se sont établies en moyenne à 7,59 \$ le baril contre 6,46 \$ le baril pour le premier trimestre de 2002. La hausse des charges d'exploitation unitaires pour le trimestre est attribuable à la production accrue des projets faisant appel à la méthode de drainage par gravité au moyen de la vapeur à Foster Creek et à Christina Lake, à la hausse des frais de maintenance et des coûts de combustible et d'électricité à la suite de la montée du prix du gaz naturel.

La production de pétrole brut en Équateur s'est chiffrée en moyenne à 54 726 barils par jour pour le trimestre. De cette production, 8 191 barils par jour ont été acheminés vers l'oléoduc Oleoducto de Crudos Pesados (« OCP ») pour être utilisés par OCP pour la mise en service d'installations, tandis que la production de 3 771 barils par jour n'a pu être enlevée du fait du calendrier des expéditions. Les ventes de pétrole brut en Équateur se sont élevées à 42 764 barils par jour au prix réalisé de 43,90 \$ le baril contre des ventes de 49 934 barils par jour au prix réalisé moyen de 35,38 \$ le baril pour le quatrième trimestre de 2002. Les charges d'exploitation ont atteint 5,63 \$ le baril pour le premier trimestre, contre 6,04 \$ le baril pour le dernier trimestre de 2002, la baisse ayant été surtout le résultat de mesures d'encadrement des coûts. La région de l'Équateur s'est ajoutée aux activités en amont de la société à la suite de la fusion avec AEC en avril 2002.

Pour le premier trimestre de 2003, les ventes de pétrole brut au R.-U. se sont élevées en moyenne à 9 470 barils par jour, en baisse sur les 11 719 barils vendus par jour pour le même trimestre de l'exercice précédent, mais plus que les 6 868 barils vendus par jour pour le dernier trimestre de 2002 et l'équivalent des ventes annualisées de 9 733 barils par jour pour 2002. Le fléchissement des ventes au R.-U. a été compensé par une forte poussée du prix moyen réalisé, qui s'est chiffré à 42,53 \$ le baril contre 31,15 \$ pour le premier trimestre de 2002. Les charges d'exploitation liées à la production de pétrole brut au R.-U. pour le premier trimestre se sont élevées à 4,41 \$ le baril contre 2,83 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, par suite principalement d'une baisse des ventes.

Syncrude

À la suite de la fusion, EnCana a ajouté la production de pétrole de Syncrude à ses résultats d'exploitation des activités en amont. Pour le premier trimestre de 2003, les ventes de Syncrude ont ajouté 91 M\$ aux produits bruts du secteur des activités en amont, les ventes ayant atteint en moyenne 20 272 barils par jour. Par comparaison, les produits bruts du quatrième trimestre de 2002 s'étaient établis à 135 M\$. La baisse des produits bruts s'explique par la vente au cours de la période de la participation de 10 % de la société dans Syncrude. Les produits bruts de Syncrude pour le trimestre ont reculé d'environ 5 M\$ (2,83 \$ le baril) à la suite d'une perte liée aux opérations de couverture du prix des marchandises.

Les charges d'exploitation de Syncrude se sont élevées à 43 M\$ pour le premier trimestre contre 52 M\$ pour le quatrième trimestre de l'exercice précédent. Par baril, ces charges se sont chiffrées à 23,75 \$ contre 16,31 \$. Sur une base unitaire, les charges d'exploitation ont été plus élevées au cours du trimestre écoulé par suite d'importants travaux de maintenance et d'une baisse de la production.

Comme il a déjà été mentionné, le 28 février 2003, la société a cédé une participation de 10 % dans le projet Syncrude et accordé à l'acheteur l'option d'acheter la participation restante de 3,75 % et une redevance dérogatoire brute avant la fin de 2003. Des précisions concernant cette vente figurent dans la note 2 afférente aux états financiers consolidés.

Activités médianes et commercialisation

Résultats financiers*

	Activités médianes		Commercialisation		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits bruts	481	73	1 170	406	1 651	479
Charges						
Transport et vente	-	-	27	5	27	5
Exploitation	120	55	22	6	142	61
Produits achetés	308	-	1 119	380	1 427	380
Amortissement et épuisement	7	4	1	1	8	5
	46	14	1	14	47	28

* Les résultats du secteur activités médianes et commercialisation ne comprennent pas les résultats financiers liés aux activités abandonnées décrites à la note 4 afférente aux états financiers consolidés.

Les produits bruts tirés des activités médianes poursuivies ont augmenté pour s'établir à 481 M\$ contre 73 M\$ pour le premier trimestre de 2002. L'augmentation vient de l'ajout de l'actif d'AEC dans le secteur des activités médianes, qui comprend principalement des installations de stockage du gaz et de traitement du gaz naturel, aux activités médianes existantes de la société. Les produits tirés des activités médianes ont également bénéficié de la tendance à la hausse des prix du gaz naturel et des LGN qui s'est manifestée au cours du premier trimestre de 2003.

Résultats financiers des activités de commercialisation par produit

Trimestres terminés les 31 mars
(en millions de dollars)

	Gaz		Pétrole brut et LGN		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits bruts	688	121	482	285	1 170	406
Charges						
Transport et vente	4	-	23	5	27	5
Exploitation	18	2	4	4	22	6
Produits achetés	670	105	449	275	1 119	380
	(4)	14	6	1	2	15

Pour le premier trimestre de 2003, les produits bruts tirés des activités de commercialisation de la société se sont élevés à 1 170 M\$ contre 406 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. L'augmentation s'explique en grande partie par l'ajout des ventes découlant de la fusion avec AEC et de la hausse du prix des marchandises enregistrée dans l'ensemble de l'industrie de l'énergie au cours du premier trimestre de 2003.

Activités non sectorielles

Les frais d'administration du trimestre se sont élevés à 56 M\$ contre 17 M\$ pour le premier trimestre de 2002. La hausse fait suite à l'augmentation des frais de rémunération, des frais d'occupation des bureaux et des frais liés aux technologies de l'information. L'augmentation de ces frais est avant tout attribuable à l'expansion de la société. Les frais d'administration se sont chiffrés à 0,82 \$ par baril d'équivalent pétrole, contre 0,63 \$ pour le premier trimestre de l'exercice précédent, et ils sont restés identiques à ceux de l'exercice 2002.

Les intérêts débiteurs se sont élevés à 86 M\$ contre 27 M\$ pour le premier trimestre de 2002. La hausse s'explique avant tout par les intérêts débiteurs supplémentaires liés à l'augmentation de l'encours moyen de la dette au cours du trimestre.

Un gain de change de 294 M\$ a été comptabilisé au cours du premier trimestre de 2003 contre un gain de 10 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce gain de change découle dans une large mesure de la conversion en dollars canadiens de la dette libellée en dollars américains, au taux de change en vigueur à la fin de la période. Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont comptabilisés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils surviennent.

La charge d'impôts sur les bénéficiaires a augmenté de 367 M\$ en regard de celle du premier trimestre de 2002 pour s'établir à 449 M\$, la hausse étant surtout attribuable à la progression du bénéfice d'exploitation. Le taux d'imposition réel pour le trimestre s'est élevé à 31 % contre 38 % pour le premier trimestre de l'exercice précédent. Cette baisse fait suite à la constatation de pertes en capital disponibles qui ont annulé des gains en capital non matérialisés de 245 M\$ comptabilisés durant le trimestre à la suite de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 1 852 M\$ pour le premier trimestre de 2003, contre 387 M\$ pour la même période de l'exercice précédent, en hausse de 1 465 M\$. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies s'explique avant tout par la hausse des produits consécutive à la croissance des ventes de la société et du raffermissement du prix des marchandises.

Au 31 mars 2003, la dette nette d'EnCana, titres privilégiés compris, s'élevait à 5 886 M\$ contre 7 568 M\$ au 31 décembre 2002. Cette baisse fait suite au remboursement de 438 M\$ sur la dette à court terme et de 1 345 M\$ sur les emprunts à terme et les facilités de crédit renouvelable. Le remboursement de la dette a été financé par le produit de la cession par la société de sa participation de 10 % dans Syncrude et de ses participations dans les réseaux de pipelines Cold Lake et Express. L'appréciation du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain, qui s'est traduite par un gain non matérialisé de 245 M\$ à la suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains, a aussi contribué à l'abaissement de la dette au 31 mars 2003.

La dette nette, titres privilégiés compris, correspondait à 29 % de la structure du capital, contre 36 % au 31 décembre 2002. À la fin du trimestre, la dette nette équivalait à 1,1 fois les flux de trésorerie des 12 derniers mois. Au 31 mars 2003, la société disposait de facilités de crédit bancaire inutilisées qui s'élevaient à 3 307 M\$.

Au 31 mars 2003, le bilan consolidé de la société faisait état d'un écart d'acquisition de 2 588 M\$ contre 2 886 M\$ au 31 décembre 2002. La réduction de l'écart d'acquisition fait suite à des ajustements liés à la vente de la participation de 10 % de la société dans Syncrude.

Au 31 décembre 2002, le bilan de la société affichait un passif de 457 M\$ imputable aux titres privilégiés d'une filiale. Ces titres privilégiés, qui sont des débetures subalternes de deuxième rang non garanties, ont été comptabilisés comme un élément de passif de la société à la suite de la fusion avec AEC. Le 1^{er} janvier 2003, ces titres privilégiés sont devenus l'obligation directe d'EnCana à la suite de la fusion de la société avec AEC et, par conséquent, ils sont désormais comptabilisés sous la rubrique capitaux propres du bilan consolidé.

En octobre 2002, la société a obtenu l'autorisation réglementaire de lancer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Aux termes de l'offre, EnCana peut racheter en vue de les annuler jusqu'à 23 843 565 de ses actions ordinaires, soit 5 % des quelque 476 871 300 actions ordinaires alors en circulation. Les achats doivent se terminer le 21 octobre 2003 ou à toute date antérieure à laquelle la société pourrait y mettre fin aux termes de l'avis d'intention déposé auprès de la Bourse de Toronto. Au 30 avril 2003, la société avait acheté en vue de les annuler 676 900 actions ordinaires au prix moyen de 45,89 \$ par action ordinaire en vertu de ce programme. Aucun achat n'avait été fait avant le 31 mars 2003.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations consolidées de la société se sont élevées à 1 587 M\$, en hausse de 1 106 M\$ sur celles du premier trimestre de 2002. Au cours des deux périodes, ces dépenses ont été engagées principalement pour l'exploration et la mise en valeur de gaz naturel en Amérique du Nord. Les dépenses en immobilisations de la société au cours du trimestre ont été financées au moyen des flux de trésorerie de 1 852 M\$ et du produit tiré des cessions de la participation de 10 % de la société dans Syncrude et de ses participations dans les pipelines Cold Lake et Express.

Le tableau qui suit présente un résumé des dépenses en immobilisations de la société par division, exclusion faite des cessions et des acquisitions d'entreprises.

Dépenses en immobilisations (<i>en millions de dollars</i>)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2003	2002
Activités en amont		
Canada	1 129 \$	348 \$
États-Unis	227	87
Équateur	110	-
R.-U.	24	39
Autres pays	25	3
Total des activités en amont	1 515	477
Activités médianes et commercialisation	54	1
Activités non sectorielles	18	3
Total	1 587 \$	481 \$

Dépenses en immobilisations du secteur des activités en amont

Les dépenses en immobilisations des activités en amont ont totalisé 1 515 M\$ pour le premier trimestre de 2003, soit 1 038 M\$ de plus que pour la même période de l'exercice précédent. La majeure partie 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 des propriétés de gaz naturel à Suffield et dans le bloc de Palliser, en Alberta, et à Greater Sierra, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Aux États-Unis, les dépenses en immobilisations ont porté surtout sur l'exploitation et la mise en valeur de gaz naturel à Jonah et Mamm Creek.

Dépenses en immobilisations du secteur activités médianes et commercialisation

Pour le premier trimestre de 2003, les dépenses en immobilisations se sont élevées à 54 M\$, en hausse de 53 M\$ par rapport au même trimestre de l'exercice précédent. Les dépenses ont été affectées principalement à l'amélioration des installations des activités médianes, à la construction de l'installation de stockage de gaz Countess et à l'agrandissement de l'installation de stockage Wild Goose.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS

La société a conclu divers engagements portant principalement sur la dette, les frais liés à la demande d'ententes de transport fermes, des engagements de capitaux et des conventions de commercialisation qui sont exposés dans les états financiers consolidés vérifiés et l'analyse par la direction du 31 décembre 2002. Aucun changement important n'était survenu au 31 mars 2003.

Activités de courtage d'énergie abandonnées

En réponse à l'assignation dont il a déjà été question de la U.S. Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») demandant à la société de produire des documents et d'autres renseignements dans le cadre de l'enquête de cet organisme portant notamment sur la publication de renseignements inexacts sur le commerce de gaz naturel et d'électricité par des salariés de différentes entreprises de courtage d'énergie qui comprenaient d'anciens salariés de la maison de courtage d'énergie de Houston de la société dont les activités ont été abandonnées, à des services de publication de données sur le secteur énergétique qui compilent les indices de prix et les publient, la société a offert son entière collaboration à la CFTC et mène sa propre enquête interne. La société a aussi collaboré sans réserve en répondant aux demandes déjà présentées qui ont été adressées par des organismes publics des États-Unis concernant le courtage « aller-retour ». Même si elle ne peut donner aucune garantie à cet égard, d'après les informations dont elle dispose, la société est d'avis qu'aucune des enquêtes menées par les organismes publics des États-Unis ne devrait avoir d'effet défavorable important sur celle-ci.

E. & J. Gallo Winery a intenté une action devant la cour de district des États-Unis, du district de l'est de la Californie, à l'encontre de la société et de sa filiale de commercialisation en propriété exclusive aux États-Unis, en alléguant qu'elles avaient 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 des États-Unis et de la Californie pour faire monter artificiellement le prix du gaz naturel par divers moyens comme le courtage en ligne, les indices de prix et la vente simulée, et réclame à ce titre des dommages de plus de 30 M\$ US, qui pourraient tripler en vertu des lois de la Californie. La société compte opposer une défense vigoureuse à cette réclamation.

GESTION DES RISQUES

Les résultats d'EnCana sont exposés à des risques de marché liés 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. Ces risques sont gérés au moyen de divers instruments dérivés et contrats qui sont régis par des politiques officielles approuvées par le conseil d'administration et assujetties aux limites fixées par celui-ci.

Ce programme de gestion des risques vise à accroître la valeur actionnariale en limitant la volatilité du prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt et en accroissant la probabilité d'atteindre les objectifs de rentabilité de la société.

Pour gérer la volatilité du prix des marchandises dans ses secteurs de production et accroître la capacité de dégager les flux de trésorerie nécessaires à son programme d'immobilisations, la société a conclu diverses ententes financières et divers contrats physiques. Ces opérations ont fixé le prix d'une partie de sa production future de pétrole et de gaz naturel.

Gaz naturel

EnCana a conclu des swaps à prix fixe AECO et NYMEX et des ententes tunnel AECO et NYMEX pour protéger les flux de trésorerie de la société afin de pouvoir disposer de fonds suffisants pour ses programmes de dépenses en immobilisations. Pour se prémunir contre la baisse des prix dans les zones de production, EnCana a conclu des opérations portant sur le prix AECO et le prix des Rocheuses américaines. Les prix dans la zone de production AECO pourraient souffrir d'une contraction importante de la capacité des gazoducs d'acheminer le gaz sur les marchés du secteur aval au cours des prochaines années lors du renouvellement des ententes. Pour gérer le risque lié à la capacité de transport par le pipeline d'Alliance, la société a conclu des conventions d'achat et de vente à prix fixe.

Pétrole brut

La société a conclu des swaps à prix fixe et des ententes tunnel à prime zéro portant sur une partie de sa production de pétrole en fonction du prix du WTI sur le NYMEX.

Optimisation du stockage du gaz

Dans le cadre de son programme d'optimisation du stockage du gaz, la société a eu recours à des instruments financiers et à des contrats physiques en divers endroits et à diverses conditions pour les 12 prochains mois afin de gérer la volatilité du prix des opérations physiques et des stocks correspondants. Les instruments financiers utilisés comprennent des contrats à terme, des swaps taux variable contre taux fixe et des swaps de taux de référence.

Le tableau qui suit résume les gains (pertes) non constatés à la suite des activités visant à gérer les risques de la société au 31 mars 2003.

<i>(en millions de dollars)</i>	Échéance du contrat			Total \$
	2003 \$	2004 \$	2005 et au-delà \$	
Gaz naturel	(99)	101	96	98
Pétrole brut	(94)	(87)	-	(181)
Optimisation du stockage du gaz	7	-	-	7
Achat d'électricité	(2)	-	(1)	(3)
Risque de change	(6)	(9)	-	(15)
Risque lié aux taux d'intérêt	17	23	18	58
Total	(177)	28	113	(36)

Des précisions concernant les activités visant à gérer les risques sont données à la note 10 afférente aux états financiers consolidés.

PERSPECTIVES

En 2003, EnCana cherchera à accroître sa production et sa capacité de stockage de gaz naturel en Amérique du Nord ainsi que sa production de pétrole brut en Équateur pour assurer la forte croissance qu'elle vise à court terme, tout en tablant sur ses projets de croissance de la production de pétrole dans le centre de la mer du Nord du Royaume-Uni et dans le golfe du Mexique, afin de créer de la valeur à moyen et à long terme. La société poursuivra également ses efforts visant à accroître ses perspectives de croissance à moyen et à long terme en cherchant de nouvelles occasions de croître grâce à de nouveaux projets d'exploration.

La société prévoit que les ventes de gaz produit seront de l'ordre de 3,0 à 3,1 milliards de pieds cubes par jour en 2003. Le volume des ventes de pétrole classique et de liquides du gaz naturel devraient s'établir entre 240 000 et 280 000 barils par jour, selon les prévisions.

La société s'attend que le prix moyen du gaz naturel en 2003 soit supérieur à ce qu'il a été en 2002. En 2003, les importantes quantités de gaz stockées par injection et la baisse de l'offre aux États-Unis et au Canada ont eu pour effet de resserrer le jeu entre l'offre et la demande et de faire monter le prix moyen du gaz naturel au cours de l'année.

La volatilité du prix du pétrole brut devrait perdurer en 2003 du fait des incertitudes qui planent sur le marché au sujet de la reprise de la production de l'Irak, des problèmes politiques du Venezuela et du Nigeria, du respect des contingents de production de l'OPEP et de la santé générale de l'économie mondiale.

La société prévoit actuellement pour 2003 des investissements dans ses principaux programmes d'environ 5 G\$ avant les acquisitions et les cessions, qu'elle compte financer à partir de ses flux de trésorerie.

Le 7 mai 2003