

EnCana Corporation

**Analyse par la direction
30 juin 2003**

NOTE SPÉCIALE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

AVIS - Dans le but de fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») de l'information sur la société et ses filiales, 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*. 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 un résultat. Les énoncés prospectifs de la présente analyse comprennent notamment des déclarations sur : la date de clôture prévue des opérations relatives aux propriétés Scott, Telford et Llano; la stratégie de la société concernant les sables bitumineux; les redevances, la production, les impôts fédéraux et provinciaux et les taux d'imposition pour diverses périodes, y compris la période comprise entre 2003 et 2007 ainsi que les attentes de la société concernant les impôts sur les bénéficiaires futurs; le calendrier d'achèvement ou pipeline d'OCP et d'expédition de pétrole par celui-ci; le calendrier d'achèvement des diverses étapes des projets de stockage du gaz Countess et Wild Goose, ainsi que les capacités de stockage et les vitesses d'injection et de retrait prévues à terme; l'incidence de certains contrats à terme sur les besoins de financement au titre des immobilisations; l'incidence de la capacité des pipelines sur les prix de la zone de production AECO; le potentiel de production et de croissance des divers actifs et initiatives d'EnCana et de ses filiales, y compris les actifs et initiatives en Amérique du Nord, en Équateur, dans le centre de la mer du Nord du Royaume-Uni et le golfe du Mexique et les possibilités de croissance grâce à de nouveaux projets d'exploration; les objectifs de production et de vente de pétrole, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel pour 2003 et 2004; et le niveau des dépenses en immobilisations prévues pour 2003 ainsi que les sources de leur financement.

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 propres 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 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; 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 de l'environnement et d'autres réglementations; la situation politique et économique des pays dans lesquels la société et ses filiales exercent leurs activités, notamment l'Équateur; les risques d'une guerre internationale, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la société et ses filiales exercent leurs activités ainsi que les menaces du terrorisme international; les risques associés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; le risque que les économies découlant de la synergie, que l'on prévoit réaliser avec la fusion d'AEC et de PCE ne se concrétisent pas; le risque que les coûts liés à la fusion d'AEC et de PCE soient plus élevés que prévu et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières. Bien qu'EnCana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles s'avéreront. Il convient de remarquer que la liste des importants facteurs précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs de la présente analyse sont à jour en date de la présente analyse, et EnCana 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 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 périodes terminées les 30 juin 2003 et 2002, ainsi que les états financiers consolidés vérifiés et l'analyse par la direction de l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

Les données correspondantes de 2002 figurant dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés ») du semestre terminé le 30 juin 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 semestre terminé le 30 juin 2002 ne comprennent donc pas les résultats liés aux activités d'AEC avant le 5 avril 2002.

Les résultats des activités poursuivies par EnCana sont répartis entre deux grands secteurs : celui des activités en amont et celui des activités médianes et commercialisation, qui sont plus amplement décrits à la note 3 afférente aux états financiers consolidés.

RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Les flux de trésorerie d'EnCana liés aux activités poursuivies du deuxième trimestre de 2003 se sont élevés à 1 483 M\$ (montant dilué par action ordinaire (« par action »)) de 3,05 \$ contre 904 M\$ (1,92 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2002, soit une augmentation de 64 %. Quant au bénéfice net des activités poursuivies, il s'est dégagé à 1 063 M\$, ou 2,20 \$ par action, contre 482 M\$, ou 1,02 \$ par action, pour le deuxième trimestre de l'exercice précédent. L'augmentation des flux de trésorerie s'explique principalement par la forte montée du prix des marchandises et la croissance des ventes de la société. La hausse du bénéfice net du trimestre est attribuable à ces facteurs et ainsi qu'à une réduction ponctuelle de 486 M\$ des passifs d'impôts par suite de la baisse des taux d'imposition des sociétés du Canada et de l'Alberta et à un gain après impôts non matérialisé de 199 M\$ lié à la conversion d'une dette libellée en dollars américains. La réduction des taux d'imposition du Canada des sociétés de l'industrie du pétrole et du gaz reflète les baisses de taux promulguées à l'égard d'autres industries canadiennes en 2000.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont accrus de 155 % pour passer de 1 291 M\$, soit 3,54 \$ par action, pour la période correspondante de l'exercice précédent à 3 290 M\$, soit 6,77 \$ par action. Le bénéfice net des activités poursuivies de la société a augmenté, passant de 613 M\$, soit 1,68 \$ par action, au cours du premier semestre de 2002 à 2 019 M\$, ou 4,19 \$ par action. L'amélioration des flux de trésorerie pour l'exercice à ce jour est attribuable à l'inclusion des activités postérieures à la fusion pour le semestre complet en 2003, ainsi qu'à une hausse du prix des marchandises et à une croissance des ventes. Le bénéfice net du premier semestre de l'exercice comprend l'économie susmentionnée de 486 M\$ des passifs d'impôts futurs et un gain après impôts non matérialisé de 392 M\$ lié à la conversion d'une dette libellée en dollars américains.

Sommaire financier consolidé <i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	Trimestres		Semestres	
	terminés les 30 juin	2002	terminés les 30 juin	2002
	2003		2003	
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	3 194 \$	2 586 \$	7 262 \$	3 647 \$
Bénéfice net des activités poursuivies	1 063	482	2 019	613
– par action	2,20	1,02	4,19	1,68
Bénéfice net	1 066	458	2 312	591
– par action	2,21	0,97	4,79	1,62
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 483	904	3 290	1 291
– par action	3,05	1,92	6,77	3,54
Flux de trésorerie	1 438	938	3,290	1 327
– par action	2,95	2,00	6,77	3,64

Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »), la société est tenue de convertir en dollars canadiens la dette à long terme contractée au Canada et 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 d'écart de conversion inclus dans les capitaux propres dans le 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 la conversion de l'encours de la dette libellée en dollars américains sur les résultats de la société. La majorité des gains ou pertes non matérialisés se rapportent à des dettes échéant à plus de cinq ans.

<i>(en millions de dollars)</i>	2003			2002		
	CUM EX	T2	T1	T4	T3	T2
Bénéfice net des activités poursuivies, déjà établi	2 019	\$ 1 063	\$ 956	\$ 374	\$ 116	\$ 482
Déduire le gain (la perte) de change à la conversion de la dette libellée en dollars américains (après impôts)*	392	199	193	10	(145)	163
Bénéfice des activités poursuivies, compte non tenu de l'écart à la conversion de la dette libellée en dollars américains	1 627	\$ 864	\$ 763	\$ 364	\$ 261	\$ 319
<i>(\$ par action ordinaire – dilué)</i>						
Bénéfice net des activités poursuivies, déjà établi	4,19	\$ 2,20	\$ 1,98	\$ 0,77	\$ 0,24	\$ 1,02
Déduire le gain (la perte) de change à la conversion de la dette libellée en dollars américains (après impôts)*	0,81	0,41	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	3,38	\$ 1,79	\$ 1,58	\$ 0,75	\$ 0,54	\$ 0,67

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

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

En juin 2003, les filiales de la société ont conclu des conventions visant l'échange d'une participation de 22,5 % dans le gisement Llano situé dans le golfe du Mexique contre une participation de 14 % dans les gisements pétrolifères Scott et Telford situés dans la mer du Nord du Royaume-Uni. Par conséquent, la filiale du Royaume-Uni d'EnCanada deviendra le concessionnaire détenant la plus importante participation dans les gisements Scott et Telford. La réalisation de cette opération est conditionnelle à ce que la filiale du Royaume-Uni devienne l'exploitant de Scott et de Telford, ce qui requiert l'approbation de la coentreprise et des autorités de réglementation. La clôture de cette opération est prévue pour l'automne.

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 d'environ 179 M\$. Cette acquisition comprenait des participations dans les réserves mises en valeur et non mises en valeur de trois blocs adjacents au bloc 15, dans lequel une autre filiale possède une participation directe et dont elle n'est pas l'exploitant.

Activités abandonnées

Syncrude

Le 10 juillet 2003, les filiales de la société ont réalisé la vente de leur participation de concessionnaire restante de 3,75 % dans la coentreprise Syncrude et de la redevance dérogatoire brute d'EnCana à l'égard de celle-ci pour un produit totalisant environ 417 M\$, sous réserve des ajustements habituels postérieurs à la clôture. Cette vente couronnait la vente de la totalité de la participation de la société et de ses filiales dans le projet Syncrude. La vente initiale d'une participation de 10 % dans le projet Syncrude a été conclue le 28 février 2003 pour une contrepartie nette en espèces de 1 026 M\$, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture. Aucun gain ni aucune perte n'ont été réalisés dans le cadre de cette vente. Le bénéfice net tiré des activités de Syncrude s'est établi à 3 M\$ pour le trimestre et à 30 M\$ pour le semestre terminé le 30 juin 2003.

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

Activités médianes – Pipelines

Les filiales de la société ont conclu la vente de leurs participations dans les réseaux de pipelines Cold Lake et Express les 2 et 9 janvier 2003, respectivement, pour une contrepartie totale d'environ 1,6 G\$, y compris la prise en charge de la dette à long terme connexe. 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 son grand portefeuille d'éléments d'actif à rendement élevé. Le produit de ces ventes a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, notamment à la réduction de la dette, avant d'être utilisé à d'autres fins.

Les activités médianes liées aux pipelines et les activités liées à Syncrude qui sont décrites précédemment ont été comptabilisées dans les activités abandonnées, comme il est décrit dans la note 4 afférente aux états financiers consolidés.

CONTEXTE COMMERCIAL

<i>(moyenne de la période)</i>	Trimestres		Semestres	
	terminés les 30 juin	2002	terminés les 30 juin	2002
Prix AECO (en \$ le millier de pieds cubes)	6,99 \$	4,42 \$	7,46 \$	3,88 \$
Prix NYMEX (en \$ US par million de BtU)	5,41	3,40	6,00	2,86
WTI (en \$ US par baril)	28,91	26,27	31,32	23,95
Écart entre les prix du WTI et du Bow River (en \$ US par baril)	6,58	5,43	7,10	5,33
Écart entre les prix du WTI et de l'Orient (Équateur) (en \$ US par baril)	6,32	3,78	5,69	4,35
Taux de change du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain (\$ US)	0,717	0,643	0,688	0,635

Au cours du deuxième 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 6,99 \$ le millier de pieds cubes, une hausse de 58 % par rapport au prix de 4,42 \$ le millier de pieds cubes obtenu au deuxième trimestre de 2002. Le prix moyen NYMEX a aussi monté pour s'établir à 5,41 \$ US par million de BtU, soit une augmentation de 59 % par rapport au deuxième trimestre de 2002. Les hausses de prix au deuxième trimestre s'expliquent par une demande plus élevée que d'habitude pour le stockage par injection. Le temps froid qui a sévi au cours du premier trimestre de 2003 a également contribué à faire augmenter le prix moyen du gaz au cours du premier semestre de 2003.

Le prix du pétrole brut de référence West Texas Intermediate (« WTI ») était en hausse pour le deuxième trimestre de 2003 et pour l'exercice à ce jour. Cette hausse est attribuable au fait que les stocks mondiaux de pétrole se sont maintenus à de faibles niveaux, à l'incertitude du marché face à l'approvisionnement en Irak, à la guerre civile au Nigeria et à la baisse de la production du Venezuela.

L'écart entre les prix du pétrole lourd et du pétrole léger s'est creusé en 2003 par rapport à 2002. Les écarts entre le WTI et le Bow River et le WTI et l'Oriente ont été plus importants qu'au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de l'exercice précédent. Le creusement de ces écarts est attribuable au prix moyen nettement plus élevé du WTI et à la faible demande de bitume en 2003, ainsi qu'à la production supplémentaire de pétrole lourd canadien et à la hausse des tarifs-marchandises sur le pétrole brut de l'Oriente.

Le dollar canadien a poursuivi sur sa lancée par rapport au dollar américain au cours du premier semestre de 2003. Le taux de change du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain s'est établi en moyenne à 0,717 \$ US au deuxième trimestre de 2003, contre un taux moyen de 0,643 \$ US pour la même période de l'exercice précédent. Le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour l'exercice à ce jour s'est établi en moyenne à 0,688 \$ US comparativement à un taux moyen de 0,635 \$ US au premier semestre de 2002. Cette appréciation du dollar canadien est avant tout attribuable à l'écart grandissant entre les taux d'intérêt canadiens et américains et au ralentissement de l'économie américaine. Bien qu'un dollar canadien plus fort permette de réaliser des gains à la conversion de la dette libellée en dollars américains, il s'ensuit une incidence défavorable sur le prix net moyen en dollars canadiens obtenu par la société sur ses ventes de pétrole et de gaz naturel, qui sont directement libellées en dollars américains ou libellées en dollars canadiens, mais en lien étroit avec la monnaie américaine.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Activités en amont *

Trimestres terminés les 30 juin

	2003				2002			
	Gaz et LGN produits \$	Pétrole brut \$	Propriétés non productives \$	Total \$	Gaz et LGN produits \$	Pétrole brut \$	Propriétés non productives \$	Total \$
<i>(en millions de dollars)</i>								
Produits								
Produits bruts	1 820	569	64	2 453	1 136	618	19	1 773
Redevances et taxes à la production	340	94	-	434	174	107	-	281
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	1 480	475	64	2 019	962	511	19	1 492
Charges								
Transport et vente	115	39	-	154	85	22	-	107
Exploitation	143	138	57	338	122	118	30	270
Amortissement et épuisement	472	226	2	700	363	169	3	535
Bénéfice des activités en amont	750	72	5	827	392	202	(14)	580

Semestres terminés les 30 juin

	2003				2002			
	Gaz et LGN produits \$	Pétrole brut \$	Propriétés non productives \$	Total \$	Gaz et LGN produits \$	Pétrole brut \$	Propriétés non productives \$	Total \$
<i>(en millions de dollars)</i>								
Produits								
Produits bruts	4 078	1 182	109	5 369	1 534	858	35	2 427
Redevances et taxes à la production	708	225	-	933	209	140	-	349
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	3 370	957	109	4 436	1 325	718	35	2 078
Charges								
Transport et vente	233	83	-	316	118	33	-	151
Exploitation	293	266	110	669	171	173	36	380
Amortissement et épuisement	981	435	4	1 420	499	233	6	738
Bénéfice des activités en amont	1 863	173	(5)	2 031	537	279	(7)	809

* Les résultats des activités en amont ne tiennent pas compte des activités de Syncrude, qui ont été comptabilisées à titre d'activités abandonnées, comme il est décrit à la note 4 afférente aux états financiers consolidés.

Volume des ventes*	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Gaz produit <i>(en millions de pieds cubes par jour)</i>	2 923	2 580	2 968	1 837
Pétrole brut <i>(en barils par jour)</i>	208 927	213 457	206 039	157 228
LGN <i>(en barils par jour)</i>	30 917	25 324	30 487	20 929
Pétrole brut classique <i>(en barils d'équivalent pétrole par jour)*</i>	727 011	668 781	731 193	484 324

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

Variation des produits de 2003 par rapport à 2002 <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	Prix	Volume	Total	Prix	Volume	Total
Gaz et LGN produits	532	\$ 152	\$ 684	\$ 1 602	\$ 942	\$ 2 544
Pétrole brut classique	(36)	(13)	(49)	58	266	324
Total des produits bruts*	496	\$ 139	\$ 635	\$ 1 660	\$ 1 208	\$ 2 868

* Ne comprend pas les produits bruts tirés 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. Durant le deuxième trimestre de 2003, les produits bruts tirés des activités en amont de la société se sont élevés à 2 453 M\$, soit un bond de 680 M\$ ou de 38 % par rapport aux produits bruts de 1 773 M\$ enregistrés au deuxième trimestre de 2002. Cette hausse reflète principalement l'augmentation des prix obtenus à l'égard du gaz naturel, une hausse des ventes de gaz naturel en raison surtout des acquisitions réalisées par les filiales dans les Rocheuses américaines et la poursuite des travaux de mise en valeur à Jonah, Mamm Creek et Greater Sierra.

Les produits tirés des activités en amont pour le premier semestre de 2003 ont atteint 5 369 M\$, en hausse de 2 942 M\$ ou de 121 % par rapport au premier semestre de l'exercice précédent. Outre la hausse du prix des marchandises, l'augmentation des produits bruts fait suite à l'accroissement des ventes par suite de la fusion avec AEC, des acquisitions dans les Rocheuses américaines, de l'expansion des projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur de la société et de la poursuite des travaux de mise en valeur au Canada et dans les Rocheuses américaines.

Le tableau ci-dessous résume les redevances, exprimées en pourcentage des prix obtenus par la société à l'égard des marchandises, déduction faite des frais de transport et de vente et compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture :

Redevances moyennes (%) <i>(compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Gaz produit				
Canada	16 %	15 %	14 %	14 %
É.-U.*	21 %	20 %	20 %	22 %
LGN – Amérique du Nord	19 %	16 %	20 %	12 %
Pétrole brut				
Amérique du Nord	12 %	12 %	13 %	13 %
Équateur	33 %	34 %	36 %	34 %
Total pour les activités en amont	18 %	17 %	17 %	16 %

* Exclusion faite des taxes à la production américaines d'environ 8 %.

Comme il est indiqué dans le tableau ci-dessus, les redevances étaient de 18 % au cours du deuxième trimestre, légèrement en hausse par rapport aux redevances de 17 % enregistrées au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, les redevances ont atteint en moyenne 17 % comparativement à 16 % durant la période correspondante de 2002. Le pourcentage des redevances pour l'exercice à ce jour est en phase avec les données de la société, qui prévoyait des redevances de 18 % pour l'exercice 2003.

Les frais de transport et de vente ont totalisé 154 M\$ durant le trimestre et 316 M\$ pour l'exercice à ce jour comparativement à 107 M\$ et à 151 M\$ pour les périodes correspondantes de 2002. La hausse de ces frais est principalement attribuable à l'accroissement des ventes en 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 brut et du gaz naturel, à l'exclusion des coûts liés aux activités non productives, se sont élevées à 281 M\$ pour le deuxième trimestre, ce qui constitue une hausse de 41 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2002. Cette augmentation est surtout attribuable à la hausse des niveaux de production en 2003. Les charges d'exploitation unitaires, y compris les recouvrements de coûts étaient de 4,03 \$ par baril d'équivalent pétrole pour le trimestre contre 3,77 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse découle principalement de l'augmentation des frais d'entretien, de reconditionnement, d'électricité et de combustible, combinée à la production accrue en provenance des projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur.

Au cours du premier semestre de l'exercice, les charges d'exploitation liées aux activités en amont, exclusion faite des charges afférentes aux activités non productives, étaient de 559 M\$ en regard de 344 M\$ pour la période correspondante de 2002. L'inclusion de la production postérieure à la fusion pour le semestre complet, les acquisitions réalisées par les filiales dans les Rocheuses américaines, l'expansion des projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur et la poursuite des travaux de mise en valeur au Canada et dans les Rocheuses américaines sont les principaux facteurs à l'origine de cette hausse. Pour l'exercice à ce jour, ces frais, y compris les recouvrements de coûts, se sont élevés à 4,08 \$ le baril d'équivalent pétrole, contre 3,73 \$ pour le premier semestre de 2002. L'augmentation des charges d'exploitation unitaires s'explique principalement par la hausse des frais d'entretien, de reconditionnement, d'électricité et de combustible, jumelée à la production accrue en provenance des projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur.

Les charges au titre de l'amortissement et de l'épuisement ont totalisé 700 M\$, soit 10,58 \$ par baril d'équivalent pétrole, pour le deuxième trimestre de 2003, contre 535 M\$, ou 8,79 \$ par baril d'équivalent pétrole, pour le même trimestre de l'exercice précédent. Pour le premier semestre de 2003, les charges au titre de l'amortissement et de l'épuisement se sont élevées à 1 420 M\$, soit 10,73 \$ par baril d'équivalent pétrole, contre 738 M\$, ou 8,42 \$ par baril d'équivalent pétrole, pour la période correspondante de 2002. Les charges de 2003 reflètent une hausse des frais de mise en valeur futurs liés aux réserves prouvées supplémentaires pour les projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur et celles qui sont situées dans les Rocheuses américaines. Les frais de mise en valeur futurs comptent pour environ 2,30 \$ par baril d'équivalent pétrole dans le calcul des charges au titre de l'amortissement et de l'épuisement comparativement à 0,83 \$ pour 2002.

Gaz et de LGN produits
Résultats unitaires – Gaz et LGN produits

Trimestres terminés les 30 juin	Gaz produit – Canada		Gaz produit – États-Unis		LGN – Amérique du Nord	
	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	6,43	4,23	6,13	3,56	31,45	29,92
Redevances	1,05	0,65	1,74	0,98	6,13	4,69
Charges d'exploitation	0,54	0,54	0,33	0,38	-	-
Revenu net, compte non tenu des opérations de couverture	4,84	3,04	4,06	2,20	25,32	25,23
Opérations de couverture	(0,31)	(0,12)	(0,24)	0,06	-	-
Revenu net, compte tenu des opérations de couverture	4,53	2,92	3,82	2,26	25,32	25,23
	<i>(Mpc/j)</i>		<i>(Mpc/j)</i>		<i>(b/j)</i>	
Volume des ventes	2 213	2 144	698	428	30 299	23 911

Semestres terminés les 30 juin	Gaz produit – Canada		Gaz produit – États-Unis		LGN – Amérique du Nord	
	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	7,16	3,91	6,82	3,59	37,41	26,09
Redevances	1,03	0,54	1,98	0,99	7,62	3,26
Charges d'exploitation	0,59	0,52	0,29	0,44	-	-
Revenu net, compte non tenu des opérations de couverture	5,54	2,85	4,55	2,16	29,79	22,83
Opérations de couverture	(0,49)	0,02	0,27	0,05	-	-
Revenu net, compte tenu des opérations de couverture	5,05	2,87	4,82	2,21	29,79	22,83
	<i>(Mpc/j)</i>		<i>(Mpc/j)</i>		<i>(b/j)</i>	
Volume des ventes	2 271	1 576	685	251	29 610	19 637

Les produits bruts tirés de la vente de gaz et de LGN produits se sont élevés à 1 820 M\$ pour le deuxième trimestre de 2003, en hausse de 684 M\$ ou de 60 % par rapport au trimestre correspondant 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 tirés du gaz naturel pour le trimestre comprennent une perte de 78 M\$ découlant d'opérations de couverture sur les devises et les marchandises, comparativement à une perte de 20 M\$ pour le deuxième trimestre de 2002.

Au cours du premier semestre de 2003, les produits bruts tirés de la vente de gaz et de LGN produits se sont élevés à 4 078 M\$, en hausse de 2 544 M\$ ou de 166 % par rapport au semestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation des ventes et du prix des marchandises, ainsi que l'inclusion des résultats postérieurs à la fusion pour le semestre complet sont à l'origine de l'augmentation des résultats en 2003. Les produits tirés du gaz naturel et des LGN comprennent une perte de 167 M\$ découlant d'opérations de couverture sur les devises et les marchandises, comparativement à un gain net de 9 M\$ réalisé à l'égard d'opérations financières au cours du premier semestre de l'exercice précédent.

Les ventes de gaz produit au cours du trimestre ont été en moyenne de 2 923 millions de pieds cubes par jour, en hausse de 13 % par rapport aux ventes de 2 580 millions de pieds cubes par jour pour le deuxième trimestre de l'exercice précédent. Les ventes de LGN se sont accrues de 22 % pour s'établir à 30 917 barils par jour contre 25 324 pour le trimestre correspondant de 2002. L'augmentation des ventes en 2003 s'explique principalement par les acquisitions réalisées par les filiales dans la région des Rocheuses américaines et la poursuite des travaux à Jonah, à Mamm Creek, à Suffield, au bloc de Palliser et à Greater Sierra.

Durant le premier semestre de l'exercice, les ventes de gaz produit ont augmenté pour atteindre 2 968 millions de pieds cubes par jour, ce qui représente une hausse de 62 % par rapport aux niveaux de 2002 pour la même période. Les ventes de LGN se sont également accrues, s'établissant à 30 487 barils par jour contre 20 929 au premier semestre de 2002. Outre les acquisitions dans la région des Rocheuses américaines et la poursuite des travaux de mise en valeur mentionnées précédemment, l'augmentation des ventes pour l'exercice à ce jour traduit de plus l'inclusion du volume postérieur à la fusion pour le premier semestre complet de l'exercice.

Outre la croissance des ventes de gaz naturel et de LGN de la société, les produits bruts ont également bénéficié de la hausse du prix des marchandises. Le prix touché à la vente du gaz naturel au Canada s'est établi en moyenne à 6,43 \$ le millier de pieds cubes durant le trimestre, pour une amélioration de 52 %, par rapport au prix moyen de 4,23 \$ le millier de pieds cubes obtenu au deuxième trimestre de 2002. Le prix obtenu pour le gaz naturel aux États-Unis a également été plus élevé, soit 6,13 \$ le millier de pieds cubes, en hausse de 72 % par rapport au prix de 3,56 \$ le millier de pieds cubes obtenu au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le prix moyen des LGN pour le trimestre s'est établi à 31,45 \$ le baril contre 29,92 \$ pour le deuxième trimestre de 2002, en hausse de 5 %.

Le prix élevé des marchandises a entraîné une hausse du prix obtenu à l'égard du gaz naturel et des LGN pour l'exercice à ce jour. Le prix obtenu pour le gaz naturel au Canada a atteint en moyenne 7,16 \$ le millier de pieds cubes contre un prix moyen de 3,91 \$ le millier de pieds cubes au cours du premier semestre de 2002. Le prix touché pour le gaz naturel aux États-Unis s'est établi à 6,82 \$ le millier de pieds cubes comparativement à 3,59 \$ pour le premier semestre de 2002. Le prix moyen des LGN pour l'exercice à ce jour s'est établi à 37,41 \$ le baril, en hausse de 43 %.

Les charges d'exploitation du gaz produit au Canada pour le trimestre, déduction faite du recouvrement des charges d'exploitation, n'ont pas varié par rapport à leur niveau du trimestre correspondant de 2002, soit 0,54 \$ le millier de pieds cubes et sont en baisse par rapport à celles du premier trimestre de 2003, soit 0,63 \$ le millier de pieds cubes. Pour l'exercice à ce jour, ces charges étaient de 0,59 \$ le millier de pieds cubes comparativement à 0,52 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse des charges d'exploitation au Canada, sur douze mois, fait suite à l'augmentation des frais d'entretien, de reconditionnement, d'électricité et de traitement et à l'accroissement de la production en provenance de propriétés dont les charges d'exploitation sont plus élevées.

Dans les Rocheuses américaines, les charges d'exploitation du gaz produit, après déduction du recouvrement de charges d'exploitation, se sont établies en moyenne à 0,33 \$ le millier de pieds cubes pour le deuxième trimestre de 2003, ce qui constitue une amélioration par rapport aux charges de 0,38 \$ le millier de pieds cubes pour le même trimestre de 2002. Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, ces charges ont diminué de 34 % pour s'établir à 0,29 \$ le millier de pieds cubes contre 0,44 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation unitaires sur douze mois aux États-Unis ont bénéficié de l'ajout de propriétés à faible coût d'exploitation à Jonah et à Mamm Creek.

Pétrole brut

Résultats unitaires – Pétrole brut

Trimestres terminés les 30 juin	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	29,80	30,82	29,50	31,67	35,58	37,78
Redevances	3,67	3,68	9,78	10,76	-	-
Charges d'exploitation	7,53	6,51	5,91	5,70	6,56	3,12
Revenu net, compte non tenu des opérations de couverture	18,60	20,63	13,81	15,21	29,02	34,66
Opérations de couverture	(3,08)	(1,15)	-	(0,04)	-	-
Revenu net, compte tenu des opérations de couverture	15,52	19,48	13,81	15,17	29,02	34,66
Volume des ventes (b/j)	150 951	143 040	49 575	59 864	8 401	10 553

Semestres terminés les 30 juin	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	32,70	28,74	36,13	31,67	39,25	34,31
Redevances	4,19	3,83	13,16	10,76	-	-
Charges d'exploitation	7,56	6,49	5,78	5,70	5,43	2,97
Revenu net, compte non tenu des opérations de couverture	20,95	18,42	17,19	15,21	33,82	31,34
Opérations de couverture	(5,94)	(1,05)	-	(0,04)	-	(0,16)
Revenu net, compte tenu des opérations de couverture	15,01	17,37	17,19	15,17	33,82	31,18
Volume des ventes (b/j)	150 917	115 998	46 189	30 097	8 933	11 133

Au deuxième trimestre de 2003, les produits bruts tirés de la vente de pétrole brut ont diminué de 8 % pour s'établir à 569 M\$ contre 618 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. La diminution des produits bruts fait suite à la baisse des prix obtenus et à une hausse des coûts liés aux opérations de couverture. Les produits bruts tirés du pétrole brut pour le trimestre ont été réduits d'une perte de 42 M\$ imputable aux opérations de couverture de marchandises et de devises, alors qu'une perte de 15 M\$ avait été enregistrée pour le deuxième trimestre de 2002.

Les produits bruts tirés de la vente de pétrole brut pour le premier semestre de 2003 ont augmenté de 38 % pour s'établir à 1 182 M\$ contre 858 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. Cette augmentation découle de la hausse des prix moyens obtenus et d'une hausse globale des ventes de pétrole principalement en raison de la production accrue provenant des projets de la société faisant appel à la méthode de drainage par gravité au moyen de la vapeur et de l'inclusion des volumes postérieurs à la fusion pour le semestre complet. Les produits bruts tirés du pétrole brut pour le premier semestre de 2003 ont diminué d'environ 162 M\$ en raison des opérations de couverture de marchandises et de devises, alors qu'une réduction de 22 M\$ avait été enregistrée pour la période correspondante de 2002.

Les ventes de pétrole brut en Amérique du Nord ont grimpé de 6 %, pour s'établir en moyenne à 150 951 barils par jour durant le trimestre contre 143 040 pour la même période de 2002. L'augmentation des ventes s'explique par la poursuite des travaux de mise en valeur à Suffield et à Pelican Lake, le début de la production commerciale à Christina Lake et la croissance de la production à Foster Creek, qui a maintenant atteint sa capacité nominale de production de 20 000 barils par jour.

Les ventes de pétrole brut en Amérique du Nord ont également augmenté pour l'exercice à ce jour, ayant atteint en moyenne 150 917 barils par jour en 2003 en regard de 115 998 pour le premier semestre de 2002. L'augmentation des ventes témoigne d'une hausse du volume liée aux projets de la société faisant appel à la méthode de drainage par gravité au moyen de la vapeur, de la poursuite des travaux de mise en valeur à Suffield ainsi que de l'inclusion des ventes postérieures à la fusion pour le semestre complet en 2003.

Les prix mondiaux du pétrole sont demeurés élevés au cours du premier semestre de 2003. Le prix touché par la société à l'égard du pétrole brut en Amérique du Nord a atteint en moyenne 29,80 \$ le baril au cours du trimestre et 32,70 \$ le baril au cours du premier semestre de 2003. Les prix obtenus pour les périodes correspondantes de 2002 étaient de 30,82 \$ et de 28,74 \$ le baril.

Au deuxième trimestre de 2003, les charges d'exploitation unitaires pour l'Amérique du Nord se sont élevées en moyenne à 7,53 \$ le baril contre 6,51 \$ le baril au deuxième trimestre de 2002, ce qui représente une hausse de 16 % et une légère baisse par rapport aux charges de 7,59 \$ le baril enregistrées au premier trimestre de 2003. Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, ces charges ont atteint en moyenne 7,56 \$ le baril comparativement à des charges moyennes de 6,49 \$ le baril pour la même période de 2002. Cette hausse des charges d'exploitation unitaires en 2003 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 et à la hausse des frais d'entretien 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 49 006 barils par jour pour le trimestre, en baisse par rapport aux 52 744 barils par jour enregistrés au cours du même trimestre de 2002. Durant le deuxième trimestre de 2003, la société a continué à acheminer du pétrole brut à Oleoducto de Crudos Pesados (« OCP »), dont 2 816 barils par jour de pétrole brut devant être utilisés pour la mise en service d'installations. L'acheminement de pétrole brut vers le pipeline d'OCP pour la mise en service d'installations est également prévue pour le troisième trimestre de 2003. Les ventes de pétrole brut en Équateur se sont élevées à 49 575 barils par jour, y compris des enlèvements excédentaires de 3 385 barils par jour, comparativement à des ventes de 59 864 barils par jour pour le deuxième trimestre de l'exercice précédent. Les ventes pour le deuxième trimestre de l'exercice précédent comprenaient des enlèvements excédentaires de 7 120 barils. Durant le deuxième trimestre de 2003, les ventes ont été défavorablement touchées par une interruption du transport sur le principal pipeline d'exportation de l'Équateur, le SOTE, et une pénurie du pétrole brut léger que l'on mélange avec du pétrole lourd pour obtenir le mélange approprié pour le pipeline SOTE. Les ventes de pétrole brut en Équateur ont augmenté pour l'exercice à ce jour par rapport à 2002 par suite de l'inclusion de ventes pour un semestre complet en 2003.

Le prix moyen touché à l'égard du pétrole brut en Équateur a atteint 29,50 \$ le baril pour le trimestre et 36,13 \$ le baril pour l'exercice à ce jour contre un prix moyen de 31,67 \$ le baril pour le deuxième trimestre et le premier semestre de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation unitaires étaient de 5,91 le baril pour le trimestre, soit une légère hausse par rapport aux charges de 5,70 \$ le baril pour le deuxième trimestre de 2002. Ces charges se sont établies à 5,78 \$ le baril au cours du premier semestre de l'exercice comparativement à 5,70 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les ventes de pétrole brut au Royaume-Uni ont atteint en moyenne 8 401 barils par jour pour le trimestre et 8 933 barils par jour pour l'exercice à ce jour, comparativement à des ventes de 10 553 et de 11 133 barils par jour pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent. Cette baisse de la production était prévue en raison de l'épuisement naturel des gisements et a entraîné une augmentation des charges d'exploitation unitaires, qui se sont établies à 6,56 \$ le baril pour le trimestre et à 5,43 \$ pour l'exercice à ce jour. En comparaison, les charges d'exploitation unitaires de 2002 se sont élevées à 3,12 \$ le baril pour le deuxième trimestre et à 2,97 \$ le baril pour le semestre terminé le 30 juin.

Activités médianes et commercialisation

Résultats financiers – Activités médianes*	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
<i>(en millions de dollars)</i>	\$	\$	\$	\$
Produits bruts	211	157	692	230
Charges				
Exploitation	73	78	193	133
Produits achetés	150	51	458	51
Amortissement et épuiement	10	20	17	24
	(22)	8	24	22

* 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 211 M\$ pour le trimestre contre 157 M\$ pour le trimestre correspondant de 2002. L'augmentation vient principalement de la hausse du prix des marchandises. En dépit de la hausse des produits bruts, les résultats financiers du deuxième trimestre de 2003 ont été défavorablement touchés par la baisse des marges et d'autres facteurs liés au prix des marchandises à court terme. Les faibles écarts entre les prix du gaz l'été et l'hiver ont eu une incidence négative sur les activités de stockage du gaz et les activités d'optimisation. Le prix relativement plus élevé de la charge d'alimentation et la baisse habituelle de la demande saisonnière de propane ont fait baisser les marges de traitement du gaz naturel.

Résultats financiers des activités de commercialisation* - Par produit

Trimestres terminés les 30 juin (en millions de dollars)	Gaz		Pétrole brut et LGN		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits bruts	503	437	459	497	962	934
Charges						
Transport et vente	4	26	17	24	21	50
Exploitation	40	-	3	-	43	-
Produits achetés	485	374	441	471	926	845
Amortissement et épuiement	-	6	-	-	-	6
	(26)	31	(2)	2	(28)	33

Trimestres terminés les 30 juin (en millions de dollars)	Gaz		Pétrole brut et LGN		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits bruts	1 191	457	941	883	2 132	1 340
Charges						
Transport et vente	8	26	40	29	48	55
Exploitation	58	-	7	6	65	6
Produits achetés	1 155	413	890	812	2 045	1 225
Amortissement et épuiement	1	7	-	-	1	7
	(31)	11	4	36	(27)	47

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

Les activités de commercialisation d'EnCana comprennent les activités d'optimisation visant à maximiser la valeur des actifs de la société et des engagements de transport non utilisés pour sa propre production. Au cours du deuxième trimestre de 2003, les produits bruts ont atteint 962 M\$, ce qui représente une légère hausse par rapport aux produits bruts de 934 M\$ enregistrés au cours du même trimestre de l'exercice précédent. Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, les produits bruts tirés des activités de commercialisation de la société étaient en hausse de 792 M\$ pour s'établir à 2 132 M\$ par rapport à la période correspondante

de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique en grande partie par l'inclusion des ventes d'AEC pour un semestre complet et la hausse du prix des marchandises enregistrée dans l'ensemble de l'industrie de l'énergie au cours du premier semestre de 2003.

Activités non sectorielles

Les frais d'administration ont totalisé 60 M\$ au cours du trimestre et 116 M\$ pour l'exercice à ce jour contre 44 M\$ et 61 M\$ pour les périodes correspondantes de 2002. Cette hausse est due à l'inclusion d'activités postérieures à la fusion pour le semestre complet. En 2003, la société a engagé des frais d'assurance et de gouvernance plus élevés. Sur une base unitaire, les frais d'administration se sont chiffrés à 0,91 \$ par baril d'équivalent pétrole pour le trimestre contre 0,72 \$ pour le deuxième trimestre de l'exercice précédent. Pour le premier semestre, ces frais se sont établis à 0,88 \$ par baril d'équivalent pétrole comparativement à 0,70 \$ pour le premier semestre de l'exercice précédent.

Le montant net des intérêts débiteurs a baissé pour atteindre 84 M\$ contre 103 M\$ pour le deuxième trimestre de 2002. Cette diminution s'explique par une baisse du niveau d'endettement au deuxième trimestre de 2003. Pour le premier semestre de l'exercice, le montant net des intérêts débiteurs a atteint 170 M\$ contre 130 M\$ pour le premier semestre de 2002. La hausse s'explique avant tout par les intérêts débiteurs supplémentaires liés à l'augmentation relative de l'encours moyen de la dette au cours du premier semestre de 2003.

Un gain de change de 241 M\$ a été comptabilisé au cours du deuxième trimestre de 2003 contre un gain de 170 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Un gain de change de 535 M\$ a été inclus dans les résultats de la société pour le premier semestre de l'exercice contre un gain de 180 M\$ pour la même période de 2002. 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.

En ce qui concerne les impôts sur les bénéfices, une économie de 202 M\$ a été inscrite pour le trimestre et une charge de 235 M\$ a été enregistrée pour l'exercice à ce jour contre des charges de 153 M\$ et de 235 M\$ pour les périodes correspondantes de 2002. La provision de 2003 pour le trimestre faisait état d'une diminution de 486 M\$ des passifs d'impôts futurs par suite de la réduction des taux d'imposition des sociétés du Canada et de l'Alberta et des modifications connexes apportées à la déduction relative à des ressources. Ces modifications sont entrées pratiquement en vigueur durant le trimestre. Le taux d'imposition fédéral, qui a été réduit dans d'autres industries en 2000, doit être réduit de sept pour cent entre 2003 et 2007. De plus, la déduction relative à des ressources doit être éliminée graduellement et remplacée par une déduction au titre des redevances versées à la Couronne sur la même période. Le taux d'imposition de l'Alberta a été réduit de un demi de un pour cent. Le taux d'imposition réel pour 2003 devrait se situer entre 34 et 36 %, compte non tenu de l'effet de la réduction des taux d'imposition du Canada et de l'Alberta et du gain ou de la perte non matérialisé à la conversion de la dette libellée en dollars américains. L'économie d'impôts exigibles s'élevait à 71 M\$ pour le trimestre et à 37 M\$ pour le semestre terminé le 30 juin 2003. La charge d'impôts exigibles de 2003 devrait être de l'ordre de 100 M\$ à 125 M\$.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies pour le deuxième trimestre ont augmenté pour s'établir à 1 483 M\$ contre 904 M\$ pour la même période de 2002. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies pour le premier semestre de 2003 se sont chiffrés à 3 290 M\$, soit une hausse de 1 999 M\$ par rapport au niveau de 1 291 M\$ atteint pour la période correspondante de l'exercice précédent. 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 au raffermissement du prix des marchandises. L'inclusion des résultats postérieurs à la fusion pour le semestre complet a également eu une incidence sur les flux de trésorerie du premier semestre de 2003.

Au 30 juin 2003, la dette nette d'EnCana, titres privilégiés compris, s'élevait à 5 666 M\$ contre 6 130 M\$ au 31 décembre 2002. Cette baisse fait suite au remboursement d'emprunts à terme et de facilités de crédit renouvelable, ainsi que de débentures et de billets non garantis libellés en dollars américains. Le remboursement de la dette a été partiellement financé par le produit de la cession de la participation dans

Synchrude et des 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 pour l'exercice à ce jour de 493 M\$, avant impôts, à la suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains, a aussi contribué à l'abaissement de la dette au 30 juin 2003.

La dette nette, titres privilégiés compris, correspondait à 28 % de la totalité en capital, contre 31 % au 31 décembre 2002. À la fin du trimestre, la dette nette par rapport au BAIIA équivalait à 0,9 fois les flux de trésorerie des 12 derniers mois. Au 30 juin 2003, la société disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées qui s'élevaient à 2 743 M\$.

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 aux fins d'annulation 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. Durant le deuxième trimestre, la société a acheté et payé 3 342 900 actions ordinaires au prix moyen de 50,34 \$ par action ordinaire. En date du 28 juillet 2003, la société avait acheté aux fins d'annulation un nombre total de 7 112 800 actions ordinaires au prix moyen de 50,38 \$ chacune aux termes de ce programme.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations consolidées de la société se sont élevées à 1 505 M\$ pour le trimestre, en hausse de 115 M\$ sur celles du deuxième trimestre de 2002. Les dépenses en immobilisations pour le premier semestre de l'exercice, soit 3 031 M\$, ont compté pour plus de la moitié des dépenses en immobilisations que la société avait prévu engager pour 2003 dans les principaux programmes, soit de 5 G\$ à 5,4 G\$. Pour le premier semestre de 2002, ces dépenses avaient atteint 1 871 M\$. En 2003 et 2002, 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 et pour l'exercice à ce jour ont été financées au moyen des flux de trésorerie et du produit tiré des cessions de la participation dans Synchrude et des participations dans les systèmes de 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	Trimestres terminés		Semestres terminés	
	les 30 juin		les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
<i>(en millions de dollars)</i>	\$	\$	\$	\$
Activités en amont				
Canada	944	699	2 012	1 047
Etats-Unis	274	537	501	624
Équateur	47	72	157	72
R.-U.	14	23	38	62
Autres pays	43	36	68	39
Total pour les activités en amont	1 322	1 367	2 776	1 844
Activités médianes et commercialisation	156	16	210	17
Activités non sectorielles	27	7	45	10
Total	1 505	1 390	3 031	1 871

* Le tableau ci-dessus ne tient pas compte du produit au comptant tiré de cessions d'environ 2 G\$.

Dépenses en immobilisations du secteur des activités en amont

Les dépenses en immobilisations des activités en amont ont totalisé 1 322 M\$ pour le deuxième trimestre de 2003, contre 1 367 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. Les dépenses en immobilisations des activités en amont de la société pour l'exercice à ce jour se sont établies à 2 776 M\$ comparativement à 1 844 M\$ pour le premier semestre de 2002. La majeure partie des dépenses de 2003 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 à Mamm Creek. De plus, la société a racheté environ 215 M\$ de contrats de location-exploitation afférents à du matériel durant le trimestre.

Dépenses en immobilisations du secteur activités médianes et commercialisation

Pour le premier semestre de 2003, les dépenses en immobilisations du secteur activités médianes et commercialisation se sont élevées à 210 M\$, dont 156 M\$ ont été engagés durant le deuxième trimestre. Pour le premier semestre de 2002, ces dépenses s'étaient établies à 17 M\$. Les dépenses du premier semestre de 2003 ont été affectées principalement à l'amélioration des installations des activités médianes, à la construction de l'installation de stockage du gaz Countess et à l'agrandissement de l'installation de stockage Wild Goose. Les dépenses en immobilisations pour l'exercice à ce jour incluaient également environ 70 M\$ au titre du rachat de contrats de location-exploitation relatifs à de du matériel. La société a commencé l'injection de gaz dans la première tranche de 10 milliards de pieds cubes de la nouvelle capacité de stockage de l'installation Countess. La deuxième phase de l'installation de stockage Countess devrait porter la capacité totale à environ 40 milliards de pieds cubes d'ici le deuxième trimestre de 2005. L'agrandissement de l'installation de stockage Wild Goose devrait accroître la capacité de retrait de 200 millions de pieds cubes par jour pour la porter à 450 millions de pieds cubes par jour en novembre 2003. D'ici avril 2004, la capacité de stockage du gaz à l'installation est prévue s'accroître pour passer de 14 milliards à environ 24 milliards de pieds cubes, alors que la capacité d'injection devrait passer de 80 millions à 450 millions de pieds cubes par jour. Au début du mois de juillet, une filiale de la société a augmenté sa participation dans le pipeline d'OCP en Équateur pour la faire passer de 31,4 % à 36,3 %. La mise en service du pipeline d'OCP devrait avoir lieu d'ici la fin du troisième trimestre de 2003, conformément aux plans.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS

La société et ses filiales ont conclu divers engagements portant principalement sur la dette, les frais liés à la demande d'ententes de transport fermes, des engagements de dépenses en immobilisations et des conventions de commercialisation qui sont exposés dans les états financiers consolidés vérifiés et l'analyse par la direction du 31 décembre 2002. En date du 30 juin 2003, ces engagements, à l'exclusion des dettes et des titres privilégiés, avaient diminué pour passer d'environ 2 G\$ pour s'établir à environ 6 G\$. La réduction des engagements traduit l'incidence de la vente de la participation dans Syncrude, la hausse du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et le rachat de plusieurs contrats de location-exploitation afférents à du matériel.

Activités de courtage d'énergie abandonnées

La filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte de la société, WD Energy Services Inc. (« WD »), a récemment conclu un règlement avec la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis au sujet d'une enquête de la CFTC qui a été communiquée précédemment. Cette enquête portait notamment sur la communication alléguée de renseignements inexacts sur le commerce de gaz naturel en 2000 et 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. Aux termes du règlement, WD a convenu de payer une amende administrative de 20 M\$ US 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, qui a été communiquée précédemment, la société et WD conjointement avec d'autres sociétés du secteur de l'énergie ont été nommées défendeurs dans le cadre de sept recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie. Ces poursuites ont trait à la vente de gaz naturel en Californie de 1999 jusqu'à aujourd'hui et

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. E. & J. Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$ US, 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 ni si elles entraîneront le versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière.

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 la production future de pétrole et de gaz naturel de la société.

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 la 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 9 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 normalisés, des swaps taux variable contre taux fixe et des swaps 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 30 juin 2003.

<i>(en millions de dollars)</i>	Échéance du contrat			Total
	2003	2004	2005 -2007	
	\$	\$	\$	\$
Gaz naturel	(74)	115	170	211
Pétrole brut	(92)	(148)	-	(240)
Optimisation du stockage du gaz	22	10	-	32
Achat d'électricité	5	1	(1)	5
Risque de change	36	3	-	39
Risque lié aux taux d'intérêt	11	27	27	65
Total	(92)	8	196	112

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

PERSPECTIVES

EnCana prévoit continuer d'accroître sa production et sa capacité de stockage du gaz naturel en Amérique du Nord ainsi que sa production de pétrole brut au Canada et en Équateur pour assurer la 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 à moyen et à long terme. La société prévoit poursuivre 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 brut 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 pour 2003 des investissements dans ses principaux programmes de l'ordre de 5 G\$ à 5,4 G\$ avant les acquisitions et les cessions (de 2,5 à 2,9 G\$, déduction faite des cessions). Il est prévu que le programme d'immobilisations sera financé au moyen des flux de trésorerie et du produit provenant de la cession des actifs secondaires.

EnCana a publié des indications sur des activités en 2004 selon lesquelles des ventes de l'ordre de 805 000 à 885 000 barils d'équivalent pétrole par jour de pétrole brut et de gaz naturel sont prévues. Ces prévisions font état de ventes variant entre 3 250 et 3 450 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et entre 265 000 et 310 000 barils par jour de pétrole et de liquides du gaz naturel.

Le 28 juillet 2003