



**EnCana Corporation**

**Rapport de gestion**

**30 juin 2004**

**En dollars US**

**EnCana Corporation**  
**Rapport de gestion**  
**26 juillet 2004**

**NOTE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE**

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») de l'information sur la société et sur ses filiales, certains énoncés du présent rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs, selon le sens donné à l'expression *forward-looking statement* dans la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes tels que « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » ou d'autres termes semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. Les énoncés prospectifs du présent rapport comprennent notamment des déclarations sur : la production et les ventes estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pour 2004; les projections de la société relativement au pourcentage de la production qui proviendra des zones de ressources ; la production et le potentiel de croissance, y compris les plans en ce sens établis par la société, des différents actifs et des initiatives d'EnCana, dont ceux en Amérique du Nord, en Équateur, au Royaume-Uni dans le centre de la mer du Nord, dans le golfe du Mexique et les possibilités d'exploration à l'échelle internationale; les éventuelles cessions d'actifs en 2004, y compris les produits que la société prévoit en dégager et les dates auxquelles elle encaissera ces produits; les budgets d'investissement en capital prévus pour 2004 et les sources de financement sur lesquelles ils reposent; la production additionnelle que la société prévoit enregistrer grâce à l'acquisition de Tom Brown, Inc. et l'incidence que les cessions d'actifs proposées aura sur le volume de production; l'incidence du programme de gestion des risques de la société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; le niveau de couverture envisagé pour la production de Tom Brown, Inc. de 2004 jusqu'en 2006; les projets de la société de racheter des actions en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; la capacité à long terme de la société d'accroître son programme d'endettement; les projections de la société quant à la réduction de la dette nette avant la fin de 2004; les charges d'exploitation projetées pour 2004; l'incidence de l'accord de Kyoto et autres initiatives du même ordre aux États-Unis sur les charges d'exploitation; la volatilité prévue du prix du pétrole brut en 2004 et ses causes possibles, y compris les répercussions que les conditions climatiques, le calendrier d'une nouvelle production, le niveau d'activité économique, les mesures prises par l'OPEP et l'instabilité politique pourraient avoir sur le prix des marchandises à court terme; les taux d'imposition prévus et les impôts à payer pour 2004, ainsi que l'incidence, sur ces impôts, des gains et pertes de change non matérialisés futurs et la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; l'incidence que les décisions réglementaires de l'AEUB risquent d'avoir sur la production de gaz naturel en 2004 et par la suite; les degrés de sensibilité du bénéfice net et des flux de trésorerie prévus pour 2005.

Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la société au cours de périodes futures soient considérablement différents du rendement ou des résultats futurs estimés ou projetés dont il est question, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent, notamment, la volatilité des prix du pétrole et du gaz; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société et de ses filiales, y compris le risque de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et autres zones qui ne sont pas actuellement classées

dans les réserves prouvées; la capacité de la société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité de la société de générer des flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures ou de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la société et de ses filiales d'assurer le transport adéquat de leurs produits; l'évolution de la réglementation sur l'environnement et d'autres réglementations; la situation politique et économique des pays dans lesquels la société et ses filiales exercent leurs activités, dont l'Équateur; les risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la société et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces de terrorisme; les risques associés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances selon les quantités prédites ou estimées, de même que leur production rentable dans les exercices à venir, relève d'estimations et d'hypothèses. Bien qu'EnCana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles s'avéreront exactes. Le lecteur doit noter que la liste des facteurs déterminants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont à jour en date de la rédaction du rapport, et EnCana ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport sont expressément visés par cette mise en garde.

## **NOTE CONCERNANT L'INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ**

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz de la part d'EnCana est faite en vertu d'une dispense que les autorités canadiennes en valeurs mobilières ont accordée à EnCana lui permettant de fournir ces données et renseignements conformément aux normes de présentation américaines. L'information fournie par EnCana peut ainsi différer de l'information correspondante préparée en vertu du Règlement 51-101. Les données sur la quantité des réserves qu'EnCana a fournies représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement *Regulation S-X* de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De plus amples renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent sous la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle d'EnCana.

### *Conversion des unités de mesure du gaz naturel*

Le volume de gaz naturel qui a été converti en barils d'équivalent pétrole l'a été à raison de six milliers de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> ») pour un baril d'équivalent pétrole (« bep »). L'unité « bep » peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est utilisée seule. Le ratio de six milliers de pieds cubes pour un baril d'équivalent pétrole est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique au bec du brûleur; le résultat de la conversion n'est cependant pas valable à la tête de puits. En outre, les volumes de gaz naturel sont souvent présentés en millions de pieds cubes (« Mpi<sup>3</sup> »). Le gaz naturel est vendu en fonction de sa capacité calorifique, soit en unité thermique britannique (« Btu »), mais il est concrètement mesuré en pieds cubes (« pi<sup>3</sup> »). La capacité calorifique du gaz naturel varie selon la formation du gisement, et donc selon la région de production. Par exemple, la capacité calorifique du gaz naturel produit par EnCana en Alberta correspond à environ 1 020 Btu/pi<sup>3</sup>, alors que celle de la production provenant des Rocheuses américaines est d'environ 1 110 Btu/pi<sup>3</sup>. La capacité calorifique moyenne de la production totale du gaz naturel d'EnCana est d'environ 1 040 Btu/pi<sup>3</sup>, soit 1,04 million d'unités thermiques britanniques (« Mbtu »)/kpi<sup>3</sup>.

### *Zone de ressources, récupération totale estimative et ressources potentielles*

EnCana utilise les termes « zone de ressources », « récupération totale estimative » et « ressources potentielles ». EnCana emploie le terme « zone des ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qui existe sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse, qui, comparativement à une zone classique, présente habituellement un risque plus faible au plan géologique ou commercial et un taux moyen d'amenuisement plus faible. EnCana emploie le terme « récupération totale estimative » au sens de la définition donnée conjointement par la *Society of Petroleum Engineers* et le Congrès mondial du pétrole en 2000, soit la quantité de pétrole estimée, à une date donnée, récupérable à partir d'un gisement, plus la quantité déjà produite de ce gisement. Le terme « ressources potentielles » est utilisé par EnCana pour désigner la quantité estimative d'hydrocarbures qui peut être ajoutée aux réserves prouvées sur une période déterminée surtout à partir d'une ou de plusieurs zones de ressources précises. EnCana utilise cette période déterminée, qui est actuellement de cinq ans, pour estimer les ressources potentielles non comptabilisées.

### **NOTE CONCERNANT LES DEVISES, LES PROTOCOLES ET LES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Toute l'information contenue dans ce rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que les données correspondantes est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. Les ventes prévisionnelles reflètent le point médian des prévisions actuelles, après déduction des redevances. Dans ses prévisions actuelles, la société utilise un taux de change hypothétique de 0,73 \$ US pour 1,00 \$ CA.

#### **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Certaines mesures indiquées dans le présent rapport, notamment les suivantes : flux de trésorerie liés aux activités poursuivies; flux de trésorerie; flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, par action, de base; flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, par action, dilués; flux de trésorerie par action, de base; flux de trésorerie par action, dilués; bénéfice d'exploitation; bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et épuisement (« BAIIA »), ne sont pas des mesures qui ont une signification normalisée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada ») et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans ce rapport en vue de fournir aux actionnaires et aux investisseurs potentiels des informations supplémentaires relatives à la liquidité de la société ainsi qu'à sa capacité de produire des fonds pour financer ses activités. Les mesures utilisées par la direction sont expliquées plus à fond dans les sections du rapport où il en est question.

*Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2004 et les états financiers consolidés annuels vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Les états financiers consolidés intermédiaires et les données correspondantes ont été préparés conformément aux PCGR du Canada et sont libellés en dollars américains (sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans autre une devise). Les volumes de production et des ventes qui figurent dans ce rapport de gestion, de même que l'information supplémentaire contenue dans les états financiers consolidés intermédiaires, sont présentés déduction faite de toutes les redevances exigibles, conformément au protocole de présentation américain. Ce rapport de gestion est en date du 26 juillet 2004.*

## **SURVOL**

### **Aperçu des faits saillants et principaux résultats financiers du deuxième trimestre**

#### *Comparaison des deuxièmes trimestres de 2004 et de 2003*

- Le 19 mai 2004, l'acquisition de Tom Brown, Inc. (« TBI ») s'est concrétisée au coût de près de 2,7 G\$, y compris une dette de 0,4 G\$ prise en charge.
- Le volume des ventes des activités en amont s'est accru de 26 %, s'élevant à 775 885 bep par jour, grâce surtout aux programmes de forage de la société en Amérique du Nord, aux raccords effectués dans les installations situées dans les zones de ressources nord-américaines, à la mise en service, en septembre 2003, du pipeline OCP en Équateur, à l'acquisition de TBI et aux propriétés en mer du Nord (Royaume-Uni).
- Le prix réalisé sur le gaz naturel en Amérique du Nord, après les redevances et compte non tenu des opérations de couverture s'élève à 5,34 \$ le millier de pieds cubes en 2004, contre 4,88 \$ en 2003, soit une hausse de 0,46 \$ le millier de pieds cubes. Le prix réalisé sur les liquides de gaz naturel, après les redevances et compte non tenu des opérations de couverture, s'élève à 28,00 \$ le baril en 2004, contre 22,93 \$ en 2003, soit une hausse de 5,07 \$ le baril. Les pertes matérialisées sur les instruments financiers de couverture totalisent environ 234 M\$ en 2004 (soit 0,25 \$ le millier de pieds cubes sur le gaz naturel et 6,69 \$ le baril sur les liquides de gaz naturel), contre 87 M\$ en 2003 (soit 0,25 \$ le millier de pieds cubes sur le gaz naturel et 1,61 \$ le baril sur les liquides de gaz naturel).
- En 2004, la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché a entraîné une perte non matérialisée de 155 M\$ (104 M\$ après impôts) qui a été imputée aux résultats, contre néant en 2003.
- En 2004, la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains a donné lieu à une perte non matérialisée de 32 M\$ (25 M\$ après impôts) qui a été imputée aux résultats, contre un gain non matérialisé de 211 M\$ (168 M\$ après impôts) en 2003, en raison d'une parité relativement stable entre le dollar américain et le dollar canadien en 2004, alors qu'au cours de la même période en 2003, le dollar canadien s'était fortement apprécié par rapport au dollar américain.
- En 2004, la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles a augmenté pour s'établir à 203 M\$, alors qu'en 2003, une économie d'impôts de 54 M\$ avait été réalisée, soit une augmentation totale de 257 M\$ des impôts payés.
- Le nombre d'actions ordinaires en circulation a baissé d'environ 4 % passant à 461 millions d'actions par suite du déploiement du programme de rachat d'actions de la société.

D'autres analyses des faits mentionnés ci-dessus figurent dans le présent rapport de gestion, sous les rubriques « Alignement continu des actifs nord-américains sur la stratégie d'EnCana en matière de zones de ressources », « Résultats financiers consolidés » et « Résultats d'exploitation », tout de suite après la rubrique « Survol ». Ces analyses figurent aussi sous les rubriques « Liquidités et ressources en capital », « Contexte commercial » et « Perspectives » vers la fin de ce rapport.

## ALIGNEMENT CONTINU DES ACTIFS NORD-AMÉRICAINS SUR LA STRATÉGIE D'ENCANA EN MATIÈRE DE ZONES DE RESSOURCES

En acquérant Tom Brown, Inc. et en accroissant ses ventes d'actifs, la société accélère sa stratégie, qui est d'augmenter sa production à partir de ses zones de ressources, en délaissant les zones classiques d'Amérique du Nord. Lorsque toutes ces opérations seront terminées, la société estime tirer 75 % de sa production nord-américaine à partir des zones de ressources et 25 %, à partir des zones classiques.

### Acquisition de Tom Brown, Inc.

Le 19 mai 2004, la société a mené à terme son offre publique d'achat au comptant visant la totalité des actions ordinaires en circulation de TBI. Celle-ci est devenue une filiale indirecte en propriété exclusive par suite de sa fusion, le 24 mai 2004, avec une autre filiale indirecte que la société détient en propriété exclusive. La contrepartie totale s'élève à environ 2,7 G\$ et comprend la dette acquise de TBI. Les actifs de TBI sont essentiellement constitués de zones de ressources en Amérique du Nord qui sont durables et qui offrent une croissance élevée. Ces actifs viennent compléter ceux de la société et s'accordent avec l'objectif stratégique de la direction. L'incidence de cette acquisition sur les résultats du deuxième trimestre et du premier semestre de la société est présentée dans le tableau suivant.

Résumé de l'incidence de l'acquisition de TBI	De la date d'acquisition au 30 juin 2004 <sup>1)</sup>	Trimestre terminé le 30 juin 2004	Semestre terminé le 30 juin 2004
<b>Volumes</b>			
Gaz naturel ( <i>Mpi<sup>3</sup> par jour</i> )	279	132	65
Pétrole ( <i>barils par jour</i> )	468	221	111
LGN ( <i>barils par jour</i> )	6 304	2 979	1 490
Total des volumes ( <i>équivalent de Mpi<sup>3</sup> par jour</i> )	320	151	75
Total des volumes ( <i>bep par jour</i> )	53 330	25 200	12 435
Charges d'exploitation ( <i>par bep</i> )	3,67 \$	3,67 \$	3,67 \$
<b>Prix d'acquisition (en millions de dollars)</b>			
Prix d'acquisition	2 747 \$		
Dette à long terme acquise de TBI	(406)		
Contrepartie en espèces <sup>2)</sup>	<u>2 341 \$</u>		

1) La date d'acquisition est le 19 mai 2004, soit une période de 43 jours dans le deuxième trimestre.

2) Compte non tenu du coût de l'opération, environ 13 M\$, et compte tenu de l'encaisse acquise de 19 M\$.

Conjointement avec l'acquisition, la société a conclu des opérations de couverture pour le deuxième semestre de 2004 ainsi que pour l'ensemble de 2005 et de 2006. Ces opérations portent sur la totalité de la production qu'elle prévoit obtenir des actifs américains de TIB, à un prix NYMEX d'environ 5,60 \$ le millier de pieds cubes.

### Cessions en 2004

Conformément à sa stratégie, axée sur les zones de ressources détenues en Amérique du Nord, la société a annoncé son intention de vendre ses actifs de production classique qu'elle détient au Canada. Selon les nouvelles estimations qu'elle a formulées le 15 juin 2004 pour l'exercice 2004, la société s'attend à encaisser un montant global situé entre 1,5 G\$ et 2,0 G\$ sur les propriétés qu'elle vendra en 2004, déduction faite des acquisitions mineures. Le tableau ci-après présente Les cessions d'actifs effectuées et celles annoncées en date du présent rapport de gestion figurent dans le tableau ci-après.

Mois	Date de clôture	Description de la cession	En millions de dollars <sup>1)</sup>
Février	Février	Participation dans la société en commandite Petrovera <sup>2)</sup>	288 \$
De janvier à juin	De janvier à juin	Diverses propriétés et autres	131
		<b>Cessions terminées</b>	<b>419</b>
Juin	Troisième trimestre	Nouveau Mexique et l'ouest du Texas	243
Juin	Troisième trimestre	Société de forage	35
Juillet	Troisième trimestre	Propriétés dans l'Ouest canadien	660
		<b>Total</b>	<b>1 357 \$</b>

1) Le montant des opérations inachevées est assujéti à des ajustements après la clôture.

2) Représente le produit net (soit des acquisitions de 253 M\$ et des cessions de 541 M\$).

## RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Sommaire des résultats financiers consolidés (en millions de dollars, sauf les données par action)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			Exercice
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	2003
Produits, déduction faite des redevances	2 718 \$	17 %	2 332 \$	5 568 \$	10 %	5 075 \$	10 216 \$
Bénéfice net des activités poursuivies	250	- 69 %	805	540	- 63 %	1 455	2 167
– par action, de base	0,54	- 68 %	1,67	1,17	- 61 %	3,03	4,57
– par action, dilué	0,54	- 67 %	1,66	1,16	- 61 %	3,01	4,52
Bénéfice net	250	- 69 %	807	540	- 67 %	1 644	2 360
– par action, de base	0,54	- 68 %	1,68	1,17	- 66 %	3,42	4,98
– par action, dilué	0,54	- 68 %	1,67	1,16	- 66 %	3,40	4,92
Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup>	379	38 %	275	844	8 %	785	1 375
– par action, dilué	0,81	45 %	0,56	1,81	12 %	1,62	2,87
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 131	9 %	1 039	2 126	- 5 %	2 230	4 420
– par action, de base	2,46	14 %	2,16	4,62	0 %	4,64	9,32
– par action, dilués	2,43	14 %	2,14	4,55	- 1 %	4,61	9,21
Flux de trésorerie	1 131	12 %	1 007	2 126	- 5 %	2 228	4 459
– par action, de base	2,46	17 %	2,10	4,62	0 %	4,64	9,41
– par action, dilués	2,43	17 %	2,08	4,55	- 1 %	4,61	9,30

1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR et elle est traitée sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

## Sommaire trimestriel

<i>(en millions de dollars, sauf les données par action)</i>	2004		2003				2002	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits, déduction faite des redevances	2 718 \$	2 850 \$	2 850	2 291	2 332	2 743	2 116	1 780
Bénéfice net des activités poursuivies	250	290	426	286	805	650	248	79
– par action, de base	0,54	0,63	0,92	0,60	1,67	1,35	0,52	0,17
– par action, dilué	0,54	0,62	0,91	0,60	1,66	1,34	0,51	0,16
Bénéfice net	250	290	426	290	807	837	282	136
– par action, de base	0,54	0,63	0,92	0,61	1,68	1,74	0,59	0,29
– par action, dilué	0,54	0,62	0,91	0,61	1,67	1,73	0,58	0,28
Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup>	379	465	316	274	275	510	239	188
– par action, dilué	0,81	1,00	0,68	0,57	0,56	1,05	0,49	0,39
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 131	995	1 217	973	1 039	1 191	874	583
– par action, de base	2,46	2,16	2,63	2,06	2,16	2,48	1,83	1,22
– par action, dilués	2,43	2,13	2,61	2,04	2,14	2,46	1,81	1,21
Flux de trésorerie	1 131	995	1 254	977	1 007	1 221	935	651
– par action, de base	2,46	2,16	2,71	2,06	2,10	2,54	1,96	1,37
– par action, dilués	2,43	2,13	2,69	2,04	2,08	2,52	1,94	1,35

1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR et elle est traitée sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

### Flux de trésorerie

Au cours du deuxième trimestre de 2004, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont augmenté de 92 M\$ (0,30 \$ par action après dilution) par rapport à ceux inscrits pour le trimestre correspondant de 2003. Pour le premier semestre de 2004, ils ont diminué de 104 M\$ (0,06 \$ par action après dilution) en regard de ceux du semestre correspondant de 2003. Les principaux faits figurent ci-après.

### Comparaison des deuxièmes trimestres de 2004 et de 2003

- Le volume des ventes du gaz naturel a fait un bond de 23 %, s'établissant à 3 037 Mpi<sup>3</sup> par jour.
- Le volume des ventes du pétrole brut et des LGN s'est accru de 31 %, atteignant 269 718 barils par jour.
- La charge d'impôts exigibles a augmenté de 257 M\$, annulant en partie l'accroissement des flux de trésorerie qui découle de la hausse du volume.
- Le prix réalisé sur le gaz naturel en Amérique du Nord, après les redevances et compte non tenu des opérations de couverture, s'élève à 5,34 \$/kpi<sup>3</sup> en 2004, contre 4,88 \$/kpi<sup>3</sup> en 2003, soit une hausse de 0,46 \$/kpi<sup>3</sup>.
- Le prix réalisé sur les liquides de gaz naturel, après les redevances et compte non tenu des opérations de couverture, s'élève à 28,00 \$ le baril en 2004, contre 22,93 \$ en 2003, soit une hausse de 5,07 \$ le baril.
- Les pertes matérialisées sur les instruments financiers de couverture totalisent environ 234 M\$ en 2004 (soit 0,25 \$/kpi<sup>3</sup> sur le gaz naturel et 6,69 \$ le baril sur les liquides de gaz naturel), contre 87 M\$ en 2003 (soit 0,25 \$/kpi<sup>3</sup> sur le gaz naturel et 1,61 \$ le baril sur les liquides de gaz naturel).



### ***Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2004 et 2003***

- Le volume des ventes du pétrole brut et des LGN s'est accru de 32 %, atteignant 267 334 barils par jour.
- Le volume des ventes du gaz naturel a fait un bond de 14 %, s'établissant à 2 875 Mpi<sup>3</sup> par jour.
- La charge d'impôts exigibles a augmenté de 469 M\$, annulant en partie l'accroissement des flux de trésorerie qui découle de la hausse du volume.
- Le prix réalisé sur le gaz naturel en Amérique du Nord, après les redevances et compte non tenu des opérations de couverture, se chiffre à 5,30 \$/kpi<sup>3</sup> en 2004, contre 5,19 \$/kpi<sup>3</sup> en 2003, soit une hausse de 0,11 \$/kpi<sup>3</sup>.
- Le prix réalisé sur les liquides de gaz naturel, après les redevances et compte non tenu des opérations de couverture, s'élève à 26,63 \$ le baril en 2004, contre 24,86 \$ en 2003, soit une hausse de 1,77 \$ le baril.
- Les pertes matérialisées sur les instruments financiers de couverture totalisent environ 383 M\$ en 2004 (soit 0,17 \$/kpi<sup>3</sup> sur le gaz naturel et 6,04 \$ le baril sur les liquides de gaz naturel), contre 225 M\$ en 2003 (soit 0,25 \$/kpi<sup>3</sup> sur le gaz naturel et 3,00 \$ le baril sur les liquides de gaz naturel).

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

### **Bénéfice net**

Pour le deuxième trimestre de 2004, le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana a régressé de 555 M\$, soit 1,12 \$ par action après dilution, en regard de celui du trimestre correspondant de 2003 et de 915 M\$, soit 1,85 \$ par action après dilution, pour le premier semestre de 2004 en regard de celui du semestre correspondant de 2003. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie et dont il a été question précédemment, les faits marquants sont les suivants :

### ***Comparaison des deuxièmes trimestres de 2004 et de 2003***

- En 2004, la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché a entraîné une perte non matérialisée de 155 M\$ (104 M\$ après impôts; 0,22 \$ par action après dilution) qui a été imputée aux résultats, contre néant en 2003.
- En 2004, la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains a donné lieu à une perte non matérialisée de 32 M\$ (25 M\$ après impôts; 0,05 \$ par action après dilution), perte imputée aux résultats, contre un gain non matérialisé de 211 M\$ (168 M\$ après impôts; 0,35 \$ par action après dilution) en 2003, en raison d'une parité relativement stable entre le dollar américain et le dollar canadien en 2004, alors qu'au cours de la même période en 2003, le dollar canadien s'était fortement apprécié par rapport au dollar américain.
- En 2003, un gain de 362 M\$ (0,75 \$ par action après dilution) avait été comptabilisé par suite d'une modification des taux d'imposition.

### ***Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2004 et 2003***

- Une perte non matérialisée, calculée en fonction de la valeur du marché, de 531 M\$ (356 M\$ après impôts; 0,76 \$ par action après dilution) a été comptabilisée en 2004, contre néant en 2003.
- En 2004, un gain de 109 M\$ (0,23 \$ par action après dilution) a été comptabilisé par suite d'une modification des taux d'imposition, alors qu'en 2003, ce gain s'était monté à 362 M\$ (0,75 \$ par action après dilution).

- En 2004, la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains a donné lieu à une perte non matérialisée de 71 M\$ (57 M\$ après impôts; 0,12 \$ par action après dilution), perte qui a été imputée aux résultats, contre un gain non matérialisé de 389 M\$ (308 M\$ après impôts; 0,64 \$ par action après dilution) en 2003, en raison d'une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2003 et le 30 juin 2004 comparativement à une forte appréciation du dollar canadien par rapport à celle au dollar américain entre le 31 décembre 2002 et le 30 juin 2003

En 2003, le bénéfice net comprend un montant de 189 M\$ (0,39 \$ par action après dilution) provenant des activités abandonnées.

L'incidence de la fluctuation de la parité entre le dollar canadien et le dollar américain doit être prise en compte lors de l'analyse d'une composante précise des états financiers consolidés intermédiaires. Pour chaque tranche de 100 \$ CA des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration que la société a engagés, elle a dû absorber des charges additionnelles, après conversion en dollars américains, de quelque 2,10 \$. Ce montant est fondé sur une hausse du change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien au cours du deuxième trimestre de 2004, moyenne qui a été de 0,736 \$ US pour 1,00 \$ CA, contre une moyenne de 0,715 \$ US pour 1,00 \$ CA au cours du trimestre correspondant de 2003. Au cours du semestre écoulé, pour chaque tranche de 100 \$ CA des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration que la société a engagés, elle a dû absorber des charges additionnelles, après conversion en dollars américains, de quelque 5,80 \$. Ce montant est fondé sur une hausse du change moyen au cours du premier semestre de 2004, moyenne qui a été de 0,747 \$ US pour 1,00 \$ CA, contre une moyenne de 0,689 \$ US pour 1,00 \$ CA au cours du semestre correspondant de 2003. La fluctuation du taux de change a eu peu d'effet sur les produits de la société, du fait que les prix touchés sur les marchandises sont en dollars américains pour la plupart; s'ils sont en dollars canadiens, ils sont étroitement liés à la valeur du dollar américain lors de l'établissement.

### **Bénéfice d'exploitation**

Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net tiré des activités poursuivies, compte non tenu des effets non matérialisés après impôts des instruments dérivés comptabilisés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence de la réduction des taux d'imposition. Le tableau ci-après a été dressé afin de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs des renseignements qui illustrent clairement l'incidence, sur les résultats de la société, de la comptabilisation des instruments financiers dérivés à la valeur du marché, de la conversion de l'encours de la dette canadienne libellée en dollars américains, ainsi que l'incidence des réductions de taux d'imposition en vertu des régimes fiscaux canadien et albertain. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers entre les périodes. La plupart des gains et des pertes de change non matérialisés sur la dette canadienne libellée en dollars américains se rapportent à des dettes échéant à plus de cinq ans.

## Sommaire des bénéfices d'exploitation trimestriels

<i>(en millions de dollars)</i>	2004		2003				2002	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	250 \$	290 \$	426 \$	286 \$	805 \$	650 \$	248 \$	79 \$
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) <sup>2)</sup>	104	252	-	-	-	-	-	-
Ajouter la perte de change non matérialisée (le gain) à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	25	32	(113)	(12)	(168)	(140)	(6)	100
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	(109)	3	-	(362)	-	(3)	9
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>1)3)</sup></b>	<b>379 \$</b>	<b>465 \$</b>	<b>316 \$</b>	<b>274 \$</b>	<b>275 \$</b>	<b>510 \$</b>	<b>239 \$</b>	<b>188 \$</b>
<i>(en dollars par action ordinaire, après dilution)</i>								
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	0,54 \$	0,62 \$	0,91 \$	0,60 \$	1,66 \$	1,34 \$	0,51 \$	0,16 \$
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) <sup>2)</sup>	0,22	0,54	-	-	-	-	-	-
Ajouter la perte de change non matérialisée (le gain) à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	0,05	0,07	(0,24)	(0,03)	(0,35)	(0,29)	(0,01)	0,21
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	(0,23)	0,01	-	(0,75)	-	(0,01)	0,02
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>1)3)</sup></b>	<b>0,81 \$</b>	<b>1,00 \$</b>	<b>0,68 \$</b>	<b>0,57 \$</b>	<b>0,56 \$</b>	<b>1,05 \$</b>	<b>0,49 \$</b>	<b>0,39 \$</b>

## Sommaire des bénéfices d'exploitation semestriels

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	250 \$	- 69 %	805 \$	540 \$	- 63 %	1 455 \$
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) <sup>2)</sup>	104	-	-	356	-	-
Ajouter la perte de change non matérialisée (le gain) à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	25	- 115 %	(168)	57	- 119 %	(308)
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	- 100 %	(362)	(109)	- 70 %	362
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>1) 3)</sup></b>	<b>379 \$</b>	<b>38 %</b>	<b>275 \$</b>	<b>844 \$</b>	<b>8 %</b>	<b>785 \$</b>
<i>(en dollars par action ordinaire, après dilution)</i>						
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	0,54 \$	- 67 %	1,66 \$	1,16 \$	- 61 %	3,01 \$
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) <sup>2)</sup>	0,22	-	-	0,76	-	-
Ajouter la perte de change non matérialisée (le gain) à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	0,05	- 114 %	(0,35)	0,12	- 119 %	(0,64)
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	- 100 %	(0,75)	(0,23)	-69 %	(0,75)
<b>Bénéfice d'exploitation<sup>1) 3)</sup></b>	<b>0,81 \$</b>	<b>45 %</b>	<b>0,56 \$</b>	<b>1,81 \$</b>	<b>12 %</b>	<b>1,62 \$</b>

- 1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net tiré des activités poursuivies, compte non tenu des effets non matérialisés après impôts des instruments dérivés comptabilisés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence de la réduction des taux d'imposition.
- 2) La société a adopté prospectivement la méthode de comptabilisation à la valeur du marché des instruments dérivés le 1<sup>er</sup> janvier 2004. Voir la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.
- 3) Les gains et les pertes non matérialisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

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

L'augmentation de la charge d'impôts exigibles se répercute considérablement sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, ce qui devient évident lors de la comparaison des chiffres des périodes de 2004 avec ceux des périodes antérieures. Le tableau ci-après présente les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies et la charge d'impôts exigibles par trimestre.

<i>(en millions de dollars)</i>	2004		2003				2002	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 131 \$	995 \$	1 217 \$	973 \$	1 039 \$	1 191 \$	874 \$	583 \$
Impôts exigibles <sup>1)</sup>	203 \$	232 \$	(73) \$	51 \$	(54) \$	20 \$	(107) \$	16 \$

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

Les impôts exigibles sont traités dans la section « Activités non sectorielles », sous la rubrique « Résultats d'exploitation » de ce rapport de gestion

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### Activités en amont

#### Résultats financiers *(en millions de dollars)*

Trimestres terminés les 30 juin	2004				2003			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	1 400 \$	521 \$	54 \$	1 975 \$	1 036 \$	400 \$	56 \$	1 492 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	73	23	-	96	38	10	-	48
Transport et vente	122	32	-	154	83	27	-	110
Exploitation	125	107	48	280	97	99	46	242
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<u>1 080 \$</u>	<u>359 \$</u>	<u>6 \$</u>	<u>1 445 \$</u>	<u>818 \$</u>	<u>264 \$</u>	<u>10 \$</u>	<u>1 092 \$</u>
Amortissement et épuisement				674				483
Bénéfice des activités en amont				<u>771 \$</u>				<u>609 \$</u>

Semestres terminés les 30 juin	2004				2003			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	2 679 \$	1 000 \$	104 \$	3 783 \$	2 251 \$	802 \$	89 \$	3 142 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	119	42	-	161	70	28	-	98
Transport et vente	232	76	-	308	161	56	-	217
Exploitation	246	216	95	557	194	184	83	461
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<u>2 082 \$</u>	<u>666 \$</u>	<u>9 \$</u>	<u>2 757 \$</u>	<u>1 826 \$</u>	<u>534 \$</u>	<u>6 \$</u>	<u>2 366 \$</u>
Amortissement et épuisement				1 275				942
Bénéfice des activités en amont				<u>1 482 \$</u>				<u>1 424 \$</u>

**Variation des produits de 2004 en regard de 2003 (en millions de dollars) <sup>1)</sup>**

	Trimestres terminés les 30 juin				Semestres terminés les 30 juin			
	2003 Produits, déduction faite des redevances	Prix <sup>2)</sup>	Volume	2004 Produits, déduction faite des redevances	2003 Produits, déduction faite des redevances	Prix <sup>2)</sup>	Volume	2004 Produits, déduction faite des redevances
Gaz produit								
Canada	803 \$	53 \$	125 \$	981 \$	1 728 \$	70 \$	119 \$	1 917 \$
États-Unis	230	45	131	406	517	13	206	736
Royaume-Uni, mer du Nord	3	1	9	13	6	4	16	26
	<u>1 036 \$</u>	<u>99 \$</u>	<u>265 \$</u>	<u>1 400 \$</u>	<u>2 251 \$</u>	<u>87 \$</u>	<u>341 \$</u>	<u>2 679 \$</u>
Pétrole brut et LGN								
Canada	281 \$	(12) \$	16 \$	285 \$	543 \$	(7) \$	34 \$	570 \$
États-Unis	23	7	7	37	47	7	11	65
Équateur	75	(5)	77	147	162	(45)	156	273
Royaume-Uni, mer du Nord	21	2	29	52	50	(4)	46	92
Total, pétrole brut et LGN	<u>400 \$</u>	<u>(8) \$</u>	<u>129 \$</u>	<u>521 \$</u>	<u>802 \$</u>	<u>(49) \$</u>	<u>247 \$</u>	<u>1 000 \$</u>

1) Compte tenu des activités poursuivies seulement.

2) Compte tenu des gains et des pertes matérialisés sur les couvertures du prix des marchandises.

**Volume des ventes trimestrielles**  
(après redevances)

	2004		2003				2002	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
<b>Gaz produit (<i>Mpi<sup>3</sup> par jour</i>)</b>								
Canada								
Production	2 177	2 000	2 008	1 914	1 899	1 922	1 943	1 959
Diminution (augmentation) des stocks	-	-	-	-	-	120	117	(51)
Ventes - Canada	2 177	2 000	2 008	1 914	1 899	2 042	2 060	1 908
États-Unis	824	684	654	604	558	534	516	423
Royaume-Uni	36	28	20	7	12	13	8	9
	<b>3 037</b>	2 712	2 682	2 525	2 469	2 589	2 584	2 340
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel</b> ( <i>barils par jour</i> ) <sup>1)</sup>								
Canada								
	157 935	156 640	164 859	163 179	149 292	148 147	148 196	142 856
États-Unis								
	12 752	9 237	9 612	9 691	10 376	8 148	10 162	6 146
Équateur								
Production	78 376	76 320	72 731	54 582	36 754	39 893	34 856	37 447
Volume transféré au pipeline OCP <sup>2)</sup>	-	-	-	(4 919)	(2 039)	(5 941)	-	-
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	(73)	4 662	4 621	(9 856)	2 506	(2 679)	1 044	2 316
Ventes - Équateur	78 303	80 982	77 352	39 807	37 221	31 273	35 900	39 763
Royaume-Uni	20 728	18 088	15 067	5 813	9 019	10 610	7 786	9 538
	<b>269 718</b>	264 947	266 890	218 490	205 908	198 178	202 044	198 303
<b>Total (<i>bep par jour</i>) <sup>3)</sup></b>	<b>775 885</b>	716 947	713 890	639 323	617 408	629 678	632 711	588 303

1) Les LGN incluent le condensat.

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

3) Gaz naturel converti en bep, à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour 1 bep.

**Volume des ventes pour les périodes terminées les 30 juin**  
(après redevances)

	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2004	2004 vs 2003	2003	2004	2004 vs 2003	2003
Gaz produit ( <i>Mpi<sup>3</sup> par jour</i> )						
Canada						
Production	2 177 \$	15 %	1 899 \$	2 089 \$	9 %	1 910 \$
Diminution (augmentation) des stocks	-	-	-	-	-	60
		%			%	
Ventes - Canada	2 177	15 %	1 899	2 089	6 %	1 970
États-Unis	824	48 %	558	754	38 %	546
Royaume-Uni	36	200 %	12	32	167 %	12
	<b>3 037</b>	<b>23 %</b>	2 469	<b>2 875</b>	<b>14 %</b>	2 528
Pétrole et liquides de gaz naturel ( <i>barils par jour</i> ) <sup>1)</sup>						
Canada	157 935	6 %	149 292	157 288	6 %	148 723
États-Unis	12 752	23 %	10 376	10 995	19 %	9 268
Équateur						
Production	78 376	113 %	36 754	77 348	102 %	38 314
Volume transféré au pipeline OCP <sup>2)</sup>	-	-	(2 039)	-	-	(3 979)
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	(73)	-	2 506	2 295	-	(72)
Ventes - Équateur	78 303 \$	110 %	37 221 \$	79 643 \$	132 %	34 263 \$
Royaume-Uni	20 728	130 %	9 019	19 408	98 %	9 810
	<b>269 718</b>	<b>31 %</b>	205 908	<b>267 334</b>	<b>32 %</b>	202 064
Total ( <i>bep par jour</i> ) <sup>3)</sup>	<b>775 885 \$</b>	<b>26 %</b>	617 408 \$	<b>746 501 \$</b>	<b>20 %</b>	623 397 \$

1) Les LGN incluent le condensat.

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

3) Gaz naturel converti en bep, à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour 1 bep.

**Résultats consolidés des activités en amont**

En regard du deuxième trimestre de 2003, les résultats globaux du deuxième trimestre de 2004 indiquent une augmentation du volume des ventes de 26 % ou de 158 477 bep par jour. Pour le semestre écoulé, le volume affiche une avance de 20 %, soit 123 104 bep par jour, sur celui du semestre correspondant de 2003. L'accroissement du volume des ventes du gaz naturel au cours du deuxième trimestre et du premier semestre terminés le 30 juin 2004 résulte principalement de la réussite des projets de forage sur les zones de ressources situées dans les Rocheuses américaines, le nord-est de la Colombie-Britannique et le sud de l'Alberta; et est aussi dû à l'acquisition de TBI. La hausse du volume des liquides de gaz naturel s'explique surtout par la mise en service, en septembre 2003, du pipeline OCP, qui donne accès au marché à toute la production d'EnCana, ainsi que par l'augmentation de la participation de la société dans les champs Scott et Telford au Royaume-Uni et l'accroissement du volume en provenance des Rocheuses américaines et du Canada, facteurs contrebalancés par la cession de la participation de la société dans Petrovera. La hausse du volume des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord est attribuable à la réussite des projets de forage dans les Rocheuses américaines, à la mise en valeur continue des gisements de pétrole à Foster Creek, à Weyburn et à Suffield, et à l'acquisition de TBI.



L'augmentation du volume des ventes compte pour environ 81 % de la variation des produits enregistrée au cours du deuxième trimestre de 2004, déduction faite des redevances, et environ 94 % pour le premier semestre de 2004. Au cours du deuxième trimestre de 2004, des pertes matérialisées sur les couvertures du prix des marchandises, attribuables aux fluctuations de prix et chiffrées à 234 M\$ (3,31 \$ par bep), ont eu une incidence sur les produits (après déduction des redevances); au cours du trimestre correspondant de 2003, ces pertes avaient totalisé 87 M\$ (1,55 \$ par bep). Pour le semestre terminé le 30 juin 2004, les pertes matérialisées sur les couvertures du prix des marchandises s'élevaient à 383 M\$ (2,82 \$ par bep), contre 225 M\$ (1,99 \$ par bep) pour le semestre correspondant de l'exercice précédent.

Les taxes à la production et les impôts miniers, les frais de transport et de vente ainsi que les charges d'exploitation du trimestre et du semestre écoulés se sont accrus par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2003 surtout en raison des hausses de volume déjà mentionnées. L'augmentation de l'ensemble des charges découle de la variation de la parité moyenne entre le dollar américain et le dollar canadien sur le semestre écoulé, variation qui a influé sur les charges libellées en dollars canadiens. Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2004, les taxes à la production et les impôts miniers dans les Rocheuses américaines ont été plus élevés que celles des périodes correspondantes de 2003 par suite d'une augmentation des taux découlant d'une hausse du volume de production au Colorado. Les frais de transport et de vente de gaz naturel incluent un montant de 21 M\$ engagé pour racheter des contrats de gaz qui avaient été conclus par des tiers avant la fusion d'avril 2002 avec Alberta Energy Company Ltd. (« AEC »). Les charges d'exploitation du deuxième trimestre de 2004 se sont établies en moyenne à 3,29 \$ par bep, contre 3,46 \$ par bep pour le trimestre correspondant de 2003. L'écart s'explique essentiellement par la cession de la participation de la société dans Petrovera, la baisse des charges unitaires en Équateur (du fait que les charges fixes ont été réparties sur un plus gros volume), ces facteurs étant contrebalancés par l'effet de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain sur les exploitations canadiennes. Pour le semestre terminé le 30 juin 2004, les charges d'exploitation s'élevaient à 3,40 \$ par bep, contre 3,35 \$ par bep pour le semestre correspondant de 2003.

Au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de 2004, les charges d'amortissement et d'épuisement se sont accrues de 191 M\$ et de 333 M\$, respectivement, en regard de celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces hausses ont surtout attribuables à l'accroissement du volume des ventes et à l'augmentation des charges d'amortissement et d'épuisement libellées en dollars canadiens en raison de l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain. Une charge de 14 M\$ pour la perte de valeur d'un projet d'exploration au Ghana faisant partie des activités internationales en amont est aussi prise en considération dans les résultats du deuxième trimestre de 2004. Sur une base unitaire, compte non tenu des « autres » activités, les charges d'amortissement et d'épuisement ont atteint 9,28 \$ par bep pour le deuxième trimestre 2004, contre 8,58 \$ par bep pour le trimestre correspondant de 2003. Pour le premier semestre de 2004, elles atteignent 9,21 \$ par bep, contre 8,33 \$ par bep pour le semestre correspondant de 2003. L'augmentation des charges d'amortissement et d'épuisement du deuxième trimestre et du premier semestre de 2004 traduit principalement l'appréciation moyenne de la monnaie canadienne par rapport à la monnaie américaine ainsi que l'acquisition de TBI.

## Résultats unitaires - gaz produit (en \$ le millier de pieds cubes)

Trimestres terminés les 30 juin	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004 par rapport à 2003			2004 par rapport à 2003			2004 par rapport à 2003		
	2004	2003	2003	2004	2003	2003	2004	2003	2003
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup>	5,20 \$	6 %	4,92 \$	5,72 \$	21 %	4,74 \$	3,73 \$	59 %	2,34 \$
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,07	-13	0,08	0,80	74	0,46	-	-	-
Transport et vente	0,35	0	0,35	0,34	- 6	0,36	2,57	21	2,13
Exploitation	0,49	4	0,47	0,37	19	0,31	-	-	-
Revenu net	4,29 \$		4,02 \$	4,21 \$		3,61 \$	1,16 \$		0,21 \$
Volume des ventes de gaz (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	2 177	15 %	1 899	824	48 %	558	36	200 %	12

1) Compte non tenu des gains et des pertes matérialisés sur les couvertures du prix des marchandises et des devises.

Semestres terminés les 30 juin	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004 par rapport à 2003			2004 par rapport à 2003			2004 par rapport à 2003		
	2004	2003	2003	2004	2003	2003	2004	2003	2003
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup>	5,21 \$	0 %	5,23 \$	5,57 \$	11 %	5,02 \$	4,18 \$	49 %	2,80 \$
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,07	40	0,05	0,67	31	0,51	-	-	-
Transport et vente	0,39	15	0,34	0,36	6	0,34	2,24	11	2,01
Exploitation	0,52	8	0,48	0,36	38	0,26	-	-	-
Revenu net	4,23 \$		4,36 \$	4,18 \$		3,91 \$	1,94 \$		0,79 \$
Volume des ventes de gaz (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	2 089	6 %	1 970	754	38 %	546	32	167 %	12

1) Compte non tenu des gains et des pertes matérialisés sur les couvertures du prix des marchandises et des devises.

Pour le premier semestre de 2004, le prix moyen réalisé sur le gaz produit au Canada, déduction faite des redevances et compte non tenu des opérations de couverture, est demeuré relativement inchangé par rapport à celui du semestre correspondant de 2003. Le rétrécissement des écarts entre le prix de la production des bassins nord-américains et le prix NYMEX a contribué à compenser la baisse du prix NYMEX au cours du premier semestre de 2004, en regard du semestre correspondant de 2003, permettant ainsi à la société de toucher de meilleurs prix sur sa production américaine. Les pertes matérialisées sur les opérations de couverture des devises et du prix du gaz naturel se chiffrent à près de 69 M\$ (0,25 \$ par kpi<sup>3</sup>) pour le deuxième trimestre de 2004; pour le deuxième trimestre de 2003, elles avaient atteint à environ 56 M\$ (0,25 \$ par kpi<sup>3</sup>). Pour le semestre terminé le 30 juin 2004, les pertes matérialisées sur les opérations de couverture des devises et du prix du gaz naturel totalisent environ 89 M\$ (0,17 \$ par Mpi<sup>3</sup>), contre environ 115 M\$ (0,25 \$ par Mpi<sup>3</sup>) pour le semestre correspondant de 2003.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production des Rocheuses américaines du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2004 affichent une hausse en regard de celles des périodes correspondantes de 2003 en raison de la majoration des taux qui découle d'un accroissement du volume de production venant du Colorado.

Les frais de transport et de vente unitaires pour le gaz produit au Canada pour le deuxième trimestre de 2004 ont été stables en regard de ceux du trimestre correspondant de 2003, mais ils affichent une hausse de 0,05 \$ pour le semestre écoulé, surtout à cause d'un accroissement de la distance moyenne entre les marchés et les usines de production et de la fluctuation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Au Royaume-Uni, les frais de transport et de vente du deuxième trimestre et du premier semestre de 2004 se sont accrus en regard de ceux des périodes correspondantes de 2003 par suite d'une modification du partage des coûts rattachés au pipeline Scottish Area Gas Evacuation (« SAGE »), en raison des participations additionnelles qui ont été acquises en 2004 dans les champs Scott et Telford.

Les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour la production canadienne de gaz au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de 2004 ont dépassé celles des périodes correspondantes de 2003 surtout en raison de la hausse de la valeur du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain. Pour la production américaine de gaz, les charges d'exploitation unitaires du trimestre et du semestre écoulés ont dépassé celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent principalement à cause de l'acquisition de TBI et de la propriété située dans le nord du Texas et en raison des charges non récurrentes qui se rapportent à l'exercice précédent.

#### Résultats unitaires – pétrole brut et LGN

Trimestres terminés les 30 juin

##### Pétrole brut (en \$ le baril)

	Canada			Équateur			Royaume-Uni		
	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup>	26,85 \$	17 %	22,95 \$	27,78 \$	25 %	22,31 \$	34,68 \$	28 %	27,17 \$
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,35	- 29	0,49	1,84	66	1,11	-	-	-
Transport et vente	1,17	- 23	1,51	1,92	- 20	2,41	1,85	- 1	1,86
Exploitation	4,83	- 21	6,13	4,14	- 26	5,63	7,84	67	4,69
Revenu net	20,50 \$		14,82 \$	19,88 \$		13,16 \$	24,99 \$		20,62 \$
Volume des ventes de pétrole brut (barils par jour)	144 347	7 %	134 552	78 303	110 %	37 221	18 698	123 %	8 402

1) Compte non tenu des gains et des pertes matérialisés sur les couvertures du prix des marchandises et des devises.

LGN <sup>1)</sup> (en \$ le baril)

	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup>	28,48 \$	35 %	21,02 \$	32,93 \$	34 %	24,64 \$	23,19 \$	50 %	15,45 \$
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	3,93	225	1,21	-	-	-
Transport et vente	0,35	-	-	-	-	-	1,41	- 63	3,83
Revenu net	28,13 \$		21,02 \$	29,00 \$		23,43 \$	21,78 \$		11,62 \$
Volume des ventes de LGN (barils par jour)	13 588	- 8 %	14 740	12 752	25 %	10 194	2 030	229 %	617

1) Les LGN incluent le condensat.

Le prix moyen réalisé sur le pétrole brut au cours du deuxième trimestre de 2004, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, correspond à la hausse du prix de référence West Texas Intermediate (« WTI ») et du prix du pétrole Brent à une date donnée. Cette hausse est annulée en partie par l'élargissement des écarts de prix comparativement à ceux du trimestre correspondant de 2003. L'augmentation de 32 % du prix du pétrole brut WTI au cours du deuxième trimestre de 2004 comparativement à celle du deuxième trimestre de 2003 a été partiellement annulée par l'élargissement des écarts de prix sur le brut et par la proportion accrue de pétrole lourd dans la gamme des produits vendus par la société. Les pertes matérialisées sur les opérations de couverture des devises et du prix du pétrole brut ont totalisé quelque 164 M\$ (6,69 \$ par baril) au cours du deuxième trimestre de 2004, contre des pertes d'environ 30 M\$ (1,61 \$ par baril) au cours du deuxième trimestre de 2003.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production canadienne du trimestre écoulé ont, en regard de celles du trimestre correspondant de 2003, baissé surtout en raison de la proportion accrue de la production issue de propriétés non assujetties à ces mesures fiscales et en raison de la cession de la participation de la société dans Petrovera. Pour le deuxième trimestre de 2004, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers en Équateur ont augmenté de 0,73 \$ le baril comparativement à celles du trimestre correspondant de 2003. Cette augmentation est attribuable à la hausse du prix réalisé sur les ventes de la production du bloc de Tarapoa. Le gouvernement équatorien impose des redevances sur le pétrole de Tarapoa sous forme d'un pourcentage des produits tirés de ce bloc, calculés sur l'excédent du prix réalisé sur le prix de base fixé.

Pour le deuxième trimestre écoulé, les frais unitaires de transport et de vente pour le pétrole produit au Canada ont été inférieurs à ceux du deuxième trimestre de 2003 de 0,34 \$ le baril. Cette baisse est surtout attribuable au changement qui avait été apporté à la méthode d'affectation des coûts entre les activités en amont et les activités médianes et de commercialisation au cours du troisième trimestre de 2003. En Équateur, les frais unitaires de transport et de vente du deuxième trimestre de 2004 accusent une baisse étant donné que le coût d'exploitation net du pipeline OCP a diminué.

Au Canada, les charges d'exploitation unitaires du deuxième trimestre de 2004 pour le pétrole brut ont diminué en raison de la vente de la participation de la société dans Petrovera et grâce à la baisse des charges fixes unitaires découlant d'un accroissement de volume. Ces facteurs sont contrebalancés par l'appréciation du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain. En Équateur, une forte proportion des charges d'exploitation est fixe, ce qui explique que, comparativement aux charges d'exploitation unitaires du deuxième trimestre

de 2003, celles du deuxième trimestre de 2004 ont baissé à mesure que le volume des ventes s'est accru. Au Royaume-Uni, l'augmentation des charges d'exploitation du deuxième trimestre de 2004 tient surtout à la croissance des charges sociales, à l'accroissement des coûts de carburant et des frais de maintenance, et à l'imputation de charges non récurrentes se rapportant à des exercices antérieurs.

Semestres terminés les 30 juin

**Pétrole brut** (en \$ le baril)

	Canada			Équateur			Royaume-Uni		
	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup>	25,79 \$	7 %	24,13 \$	25,77 \$	- 2 %	26,19 \$	33,03 \$	14 %	28,99 \$
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,36	- 22	0,46	1,60	- 37	2,54	-	-	-
Transport et vente	1,63	- 17	1,61	2,28	- 4	2,38	1,89	- 13	2,17
Exploitation	5,22	- 12	5,92	4,09	- 24	5,38	6,00	60	3,76
Revenu net	18,87 \$		16,14 \$	17,80 \$		15,89 \$	25,14 \$		23,06 \$
Volume des ventes de pétrole brut (barils par jour)	143 508	7 %	133 709	79 643	132 %	34 263	17 391	95 %	8 933

1) Compte non tenu des gains et des pertes matérialisés sur les couvertures du prix des marchandises et des devises.

**LGN**<sup>1)</sup> (en \$ le baril)

	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003	2004	2004 par rapport à 2003	2003
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup>	27,87 \$	15 %	24,21 \$	32,86 \$	18 %	27,91 \$	22,74 \$	7 %	21,19 \$
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	3,58	163	1,36	-	-	-
Transport et vente	0,35	-	-	-	-	-	1,58	16	1,36
Revenu net	27,52 \$		24,21 \$	29,28 \$		26,55 \$	21,16 \$		19,83 \$
Volume des ventes de LGN (barils par jour)	13 780	- 8 %	15 014	10 995	21 %	9 074	2 017	130 %	877

1) Les LGN incluent le condensat.

Le prix moyen réalisé sur le pétrole brut au premier semestre de 2004, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, correspond à la hausse du prix WTI et du prix Brent à une date donnée. Cette hausse est annulée en partie par l'élargissement des écarts de prix comparativement à ceux du semestre correspondant de 2003. L'augmentation de 17 % du prix de référence du pétrole brut WTI au cours du premier semestre de 2004 comparativement à celle du premier semestre de 2003 a été partiellement annulée par l'élargissement des écarts de prix sur le brut et par la proportion accrue de pétrole lourd dans la gamme des produits vendus par la société. Les pertes matérialisées sur les opérations de couverture des devises et du prix du pétrole brut ont totalisé quelque 294 M\$ (6,04 \$ par baril) au cours du semestre terminé le 30 juin 2004, contre des pertes d'environ 110 M\$ (3,00 \$ par baril) au cours du semestre correspondant de 2003.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers du semestre écoulé pour la production canadienne ont, en regard de celles du semestre correspondant de 2003, baissé surtout en raison de la proportion accrue de la production issue de propriétés non assujetties à ces mesures fiscales et en raison de la cession de la participation de la société dans Petrovera. Pour le premier semestre de 2004, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers en Équateur ont reculé de 0,94 \$ le baril en regard de celles du semestre correspondant de 2003. Cette diminution est attribuable au fléchissement du prix moyen réalisé sur les ventes de la production du bloc de Tarapoa par rapport au prix du semestre correspondant de 2003. Le gouvernement équatorien impose des redevances sur le pétrole de Tarapoa sous forme d'un pourcentage des produits tirés de ce bloc, calculés sur l'excédent du prix réalisé sur le prix de base fixé.

Pour le premier semestre écoulé, les frais unitaires de transport et de vente pour le pétrole produit au Canada ont été inférieurs à ceux du premier semestre de 2003 de 0,27 \$ le baril. Cette baisse est surtout due au changement qui avait été apporté à la méthode d'affectation des coûts entre les activités en amont et les activités médianes et de commercialisation au cours du troisième trimestre de 2003.

Au Canada, les charges d'exploitation unitaires du premier semestre de 2004 pour le pétrole brut ont diminué en raison de la vente de la participation de la société dans Petrovera et grâce à la baisse des charges fixes unitaires découlant d'un accroissement de volume. Ces facteurs sont contrebalancés par l'appréciation du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain. En Équateur, une forte proportion des charges d'exploitation est fixe, ce qui explique que, en regard des charges d'exploitation unitaires du premier semestre de 2003, celles du premier semestre de 2004 ont baissé à mesure que le volume des ventes s'est accru. Au Royaume-Uni, l'augmentation des charges d'exploitation du premier semestre de 2004 tient surtout à la croissance des charges sociales, à l'accroissement des coûts de carburant et des frais de maintenance, et à l'imputation de charges non récurrentes se rapportant à des exercices antérieurs.

**Activités médianes et commercialisation**  
**Résultats financiers** (en millions de dollars)

Trimestres terminés les 30 juin

	Activités médianes			Commercialisation			Total		
	2004 en regard de		2003	2004 en regard de		2003	2004 en regard de		2003
	2004	2003		2004	2003		2004	2003	
Produits	172	\$ 14 %	151	\$ 726	\$ 6 %	688	\$ 898	\$ 7 %	839
Charges									
Transport et vente	-	-	-	8	- 47	15	8	- 47	15
Exploitation	56	8	52	13	- 58	31	69	- 17	83
Produits achetés	118	10	107	704	6	662	822	7	769
Amortissement et épuisement	43	514	7	2	-	-	45	543	7
	(45)	\$ 200 %	(15)	\$ (1)	\$ - 95 %	(20)	\$ (46)	\$ 31 %	(35)

Semestres terminés les 30 juin

	Activités médianes			Commercialisation			Total		
	2004 en regard de		2003	2004 en regard de		2003	2004 en regard de		2003
	2004	2003		2004	2003		2004	2003	
Produits	723	\$ 54 %	469	\$ 1 594	\$ 9 %	1 463	\$ 2 317	\$ 20 %	1 932
Charges									
Transport et vente	-	-	-	16	- 52	33	16	- 52	33
Exploitation	127	-3	131	20	- 57	46	147	- 17	177
Produits achetés	567	82	311	1 542	10	1 403	2 109	23	1 714
Amortissement et épuisement	50	355	11	2	100	1	52	333	12
	(21)	\$ - 231 %	16	\$ 14	\$ - 170 %	(20)	\$ (7)	\$ 75 %	(4)

Au cours du deuxième trimestre de 2004 et sur une base semestrielle, les produits et charges au titre des produits achetés dans les activités médianes et commercialisation se sont accrus par rapport à ceux des périodes comparables de 2003, à la faveur de l'augmentation importante du volume provenant de l'optimisation des activités de stockage de gaz dans le secteur médian qui a été rendue possible par l'augmentation de la capacité offerte par les nouvelles installations et les ajouts. Aux termes de son programme d'optimisation, la société achète du gaz de tiers pour le revendre, de façon à utiliser l'excédent de sa capacité de stockage, qui n'a pas été louée à des tiers. Les diminutions de charges de transport et de vente au cours du deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice jusqu'au 30 juin 2004 relativement aux périodes correspondantes de 2003 sont essentiellement attribuables à la réaffectation aux activités en amont de tous les frais de transport en aval du gaz naturel. Les charges d'exploitation du deuxième trimestre de 2003 comprenaient un règlement de 20 M\$ avec la Commodity Futures Trading Commission des États-Unis, qui est décrit à la rubrique « Obligations contractuelles et éventualités » du présent rapport de gestion, et qui constitue la principale raison de la baisse comparative, de 2003 à 2004, des résultats du trimestre et depuis le début de l'exercice.

L'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement au deuxième trimestre et au premier semestre de 2004 s'explique surtout par une dévaluation, d'environ 35 M\$, de la participation de la société dans le pipeline Trasandino en Argentine et au Chili.

### Activités non sectorielles

Éléments non sectoriels (en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003
Produits, déduction faite des redevances	(155) \$	-	1 \$	(532) \$	-	1 \$
Charges						
Exploitation	(3)	-	-	(5)	-	-
Amortissement et épuisement	14	27 %	11	30	67 %	18
Administration	44	2 %	43	93	16 %	80
Intérêts, montant net	96	43 %	67	175	34 %	131
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	5	-	5	12	20 %	10
Perte (gain) de change	21	- 110 %	(206)	79	- 119 %	(416)
Rémunération à base d'actions	4	- 33 %	6	9	50 %	6
Gain à la cession	(1)	-	-	(35)	-	-
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	140 \$	- 190 %	(156) \$	45 \$	- 67 %	137 \$

Pour le deuxième trimestre de 2004, les produits des activités non sectorielles, déduction faite des redevances, comprennent des pertes non matérialisées de quelque 156 M\$ à la valeur du marché au titre des contrats de couverture du prix des marchandises. Les produits tirés des activités non sectorielles depuis le début de l'exercice, déduction faite des redevances, comprennent des pertes d'environ 535 M\$ à la valeur du marché relatives aux contrats de couverture du prix des marchandises. Les autres gains ou pertes à la valeur du marché sur les instruments financiers dérivés sont comptabilisés dans le compte correspondant au contrat de couverture en cause. Les charges d'exploitation des activités non sectorielles du trimestre et depuis le début de l'exercice 2004 comprennent des gains de 2 M\$ et de 5 M\$, respectivement, à la valeur du marché, se rapportant à des contrats d'alimentation en énergie.

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



Les frais d'administration du deuxième trimestre de 2004, sont demeurés à peu près les mêmes que ceux de la période correspondante de 2003. Les résultats depuis le début de l'exercice correspondent à l'incidence de l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport à celui du dollar canadien ainsi que l'accroissement des charges de rémunération à long terme. Les frais d'administration ont diminué de 0,15 \$ par baril d'équivalent pétrole (bep), pour s'établir à 0,62 \$ par bep, pour le deuxième trimestre de 2004 (0,68 \$ par bep depuis le début de l'exercice) contre 0,77 \$ par bep pour le deuxième trimestre de 2003 (0,71 \$ par bep depuis le début de l'exercice). Le fléchissement des frais d'administration unitaires tient surtout à l'accroissement du volume des ventes.

La progression du montant net des intérêts débiteurs s'explique en bonne partie par l'encours moyen plus important de la dette par suite de l'acquisition de TBI au cours du deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice 2004 par rapport à celle des mêmes périodes en 2003 et par l'incidence de l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport à celui du dollar canadien.

La majeure partie de la perte de change non matérialisée de 21 M\$ pour le deuxième trimestre résulte de l'écart entre les taux de change au 31 mars 2004 et au 30 juin 2004 à la conversion de la dette libellée en dollars américains contractée au Canada. La perte de change non matérialisée, avant impôts, sur la dette libellée en dollars américains pour le trimestre terminé le 30 juin 2004 a atteint 32 M\$; un gain avant impôts non matérialisé de 211 M\$ avait été comptabilisé pour le deuxième trimestre de 2003. Pour le semestre terminé le 30 juin, la perte de change non matérialisée, avant impôts, sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada a atteint 71 M\$ en 2004; un gain avant impôts non matérialisé de 389 M\$ avait été comptabilisé à pareille date en 2003. En vertu des PCGR du Canada, la société doit convertir, au taux de change en vigueur à la fin de la période de rapport, sa dette à long terme libellée en dollars américains se rapportant à ses activités canadiennes. La perte ou le gain de change résultant est comptabilisé dans les résultats consolidés.

Le taux d'imposition réel pour le deuxième trimestre de 2004, qui fait l'objet de la note 8 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires, s'est traduit par une charge d'impôts de 36 %, contre une économie de 24 % constatée pour le trimestre correspondant de 2003. Sur une base cumulative au 30 juin, le taux d'imposition réel de 2004 a été de 8 % contre 9 % en 2003. Le taux d'imposition réel qui s'applique à EnCana au cours d'une période donnée est fonction de la relation entre le bénéfice net avant impôts comptabilisé pour la période et le montant global des éléments déterminant des écarts permanents qui sont exclus du calcul du bénéfice pour la période imposée. Plusieurs catégories d'éléments répondent à ce critère, notamment :

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

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

Après la prise en compte des ajustements à la charge d'impôts futurs décrits précédemment et à la cession récemment annoncée de certaines de ses participations pétrolières et gazières, la société a réduit la fourchette de taux d'imposition réel qu'elle prévoit pour la ramener entre 24 % et 29 %. Les gains ou pertes de change non matérialisés futurs résultant de la conversion de la dette libellée en dollars américains et d'autres cessions de biens pétroliers et gaziers pourraient se répercuter sur ces taux.

La charge d'impôts exigibles pour le deuxième trimestre de 2004 a atteint 203 M\$, contre une économie de 54 M\$ pour le trimestre correspondant de 2003. Les impôts exigibles devraient considérablement s'accroître en 2004 par rapport à ceux de l'exercice précédent étant donné que les incidences de la fusion de la société avec AEC ont été prises en compte dans sa position fiscale de 2003.

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

## DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

### Investissement trimestriel en capitaux (en millions de dollars)

	2004		2003				2002	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Activités en amont								
Canada	670	\$ 1 014	\$ 841	\$ 897	\$ 496	\$ 703	\$ 446	\$ 266
États-Unis	316	210	215	279	197	139	136	163
Équateur	56	54	93	65	34	73	62	60
Royaume-Uni	115	93	67	19	10	16	17	26
Autres pays	19	15	15	15	31	17	75	17
Total pour les activités en amont	1 176	\$ 1 386	\$ 1 231	\$ 1 275	\$ 768	\$ 948	\$ 736	\$ 532
Activités médianes et commercialisation	16	9	69	58	75	21	22	14
Activités non sectorielles	9	9	19	7	19	12	24	12
Dépenses en immobilisations essentielles	1 201	\$ 1 404	\$ 1 319	\$ 1 340	\$ 862	\$ 981	\$ 782	\$ 558
Acquisition de Tom Brown, Inc. <sup>1)</sup>	2 335	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions <sup>2)</sup>	6	387	358	96	220	146	118	361
Cessions	(106)	(566)	(296)	-	(12)	(7)	(181)	(85)
Investissement de capitaux, montant net <sup>3)</sup>	3 436	\$ 1 225	\$ 1 381	\$ 1 436	\$ 1 070	\$ 1 120	\$ 719	\$ 834

1) Compte non tenu d'environ 406 M\$ de dette de TBI.

2) Représente les acquisitions d'entreprises et les acquisitions de propriétés.

3) Compte non tenu des activités abandonnées.

## Investissement trimestriel en capitaux (suite)

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003
Activités en amont						
Canada	670 \$	35 %	496 \$	1 684 \$	40 %	1 199 \$
États-Unis	316	60 %	197	526	57 %	336
Équateur	56	65 %	34	110	3 %	107
Royaume-Uni	115	1 050 %	10	208	700 %	26
Autres pays	19	- 39 %	31	34	- 29 %	48
Total pour les activités en amont	1 176 \$	53 %	768 \$	2 562 \$	49 %	1 716 \$
Activités médianes et commercialisation	16	- 79 %	75	25	- 74 %	96
Activités non sectorielles	9	- 53 %	19	18	- 42 %	31
Dépenses en immobilisations essentielles	1 201 \$	39 %	862 \$	2 605 \$	41 %	1 843 \$
Acquisition de Tom Brown, Inc. <sup>1)</sup>	2 335	-	-	2 335	- %	-
Acquisitions <sup>2)</sup>	6	- 97 %	220	393	7 %	366
Cessions	(106)	783 %	(12)	(672)	3 437 %	(19)
Investissement de capitaux, montant net <sup>3)</sup>	3 436 \$	221 %	1 070 \$	4 661 \$	113 %	2 190 \$

1) Compte non tenu d'environ 406 M\$ de dette de TBI.

2) Représente les acquisitions d'entreprises et les acquisitions de propriétés.

3) Compte non tenu des activités abandonnées.

Les dépenses en immobilisations de la société se sont accrues de 2 366 M\$ pour le deuxième trimestre de 2004 et de 2 471 M\$ pour le semestre terminé le 30 juin 2004 en regard de celles des périodes correspondantes de 2003. L'augmentation résulte de l'acquisition de TBI, de l'essor des activités d'exploitation dans les activités en amont et de l'incidence de la hausse du taux de change du dollar américain vis-à-vis du dollar canadien. Les dépenses en immobilisations de la société ont été financées au moyen de l'excédent des flux de trésorerie sur les montants versés dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, du produit tiré de la cession de biens non essentiels et par voie d'emprunts.

### ***Dépenses en immobilisations liées aux activités en amont***

Pour le deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice 2004, les dépenses en immobilisations liées aux activités en amont se sont accrues en raison de l'augmentation des activités de forage et de mise en valeur et de l'incidence de la hausse du taux de change moyen entre le dollar canadien et le dollar américain sur les dépenses libellées en dollars canadiens. La plupart des dépenses en immobilisations ont été engagées à l'égard de propriétés de la société situées en Amérique du Nord, les dépenses faites au Canada ayant été axées principalement sur l'exploration et la mise en valeur de réserves de gaz naturel et de pétrole dans les propriétés à l'intérieur des blocs Suffield et Palliser dans le sud-est de l'Alberta ainsi que de propriétés dans les régions Greater Sierra et Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie-Britannique et à Pelican Lake dans le nord-est de l'Alberta. Aux États-Unis, les dépenses en immobilisations ont surtout porté sur les activités de forage à Jonah et à Mamm Creek. Au Royaume-Uni, ces dépenses sont surtout engagées pour la mise en valeur du gisement Buzzard. La société a foré 2 684 puits nets sur une base cumulative au 30 juin 2004 contre 2 285 puits nets pour la même période de 2003.

### ***Dépenses en immobilisations du secteur des activités médianes et commercialisation***

Les dépenses en immobilisations sont principalement liées aux améliorations apportées au secteur des activités médianes et commercialisation et à la poursuite de diverses initiatives de mise en valeur. Les dépenses ont été considérablement plus élevées en 2003 vu l'expansion des activités de stockage de gaz et les montants liés au rachat des contrats de location-exploitation du matériel.

### ***Dépenses en immobilisations des activités non sectorielles***

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

### ***Acquisitions et cessions***

En mai 2004, la société a finalisé l'offre publique d'achat visant la totalité des actions ordinaires en circulation de TBI pour une contrepartie totale en espèces d'environ 2,7 G\$, dont la prise en charge d'une dette d'environ 0,4 G\$ dont il est question un peu plus tôt dans le présent rapport de gestion à la rubrique « Alignement continu des actifs nord-américains sur la stratégie d'EnCana en matière de zones de ressources ».

En février 2004, une filiale d'EnCana au Royaume-Uni a conclu l'achat de participations supplémentaires de 13,5 % et de 20,2 % dans les gisements Scott et Telford, respectivement, pour une contrepartie nette en espèces d'environ 113 M\$. Par suite de cette acquisition et de sa participation initiale, la filiale d'EnCana au Royaume-Uni détient maintenant une participation de 41 % dans le gisement Scott et de 54,3 % dans le gisement Telford.

En février 2004, la société a vendu sa participation de 53,3 % dans Petrovera Resources (« Petrovera ») pour une contrepartie nette en espèces d'environ 288 M\$, y compris les ajustements du fonds de roulement. Pour faciliter l'opération, la société a acquis la participation de 46,7 % de son associé et a vendu par la suite sa participation de 100 % dans Petrovera pour un montant d'environ 541 M\$, y compris les ajustements du fonds de roulement. Aucun gain ni aucune perte n'a été inscrit sur cette vente.

Au cours du deuxième trimestre de 2004, la société s'est départie de diverses propriétés non essentielles au Canada pour un produit approximatif de 106 M\$.

## ÉCART D'ACQUISITION

Au 30 juin 2004, le bilan consolidé de la société faisait état d'un écart d'acquisition de 2 298 M\$ (1 884 M\$ au 31 mars 2004). La majeure partie de l'écart d'acquisition provient de la fusion avec AEC en 2002. L'augmentation de l'écart d'acquisition du deuxième trimestre est surtout attribuable à l'achat de TBI, dont il est question à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires, compensé en partie par l'évolution du taux de change à la fin de la période du dollar américain par rapport au dollar canadien.

## LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Les flux de trésorerie d'EnCana liés aux activités poursuivies se sont établis à 1 131 M\$ et à 2 126 M\$, respectivement, pour le trimestre terminé le 30 juin 2004 et depuis le début de l'exercice, soit une hausse de 92 M\$ et une baisse de 104 M\$ sur les périodes correspondantes de 2003. La progression des flux de trésorerie pendant le trimestre et la diminution depuis le début de l'exercice sont surtout attribuables à la charge d'impôts exigibles et à l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, lesquels ont été compensés par l'augmentation des produits découlant de la croissance du volume des ventes. La charge d'impôts exigibles du deuxième trimestre s'est élevée à 203 M\$ alors que la période correspondante de 2003 affichait une économie de 54 M\$. Depuis le début de l'exercice, la charge d'impôts exigibles s'est chiffrée à 435 M\$ en 2004 contre une économie de 34 M\$ en 2003.

Au 30 juin 2004, la dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement et incluant la dette prise en charge par suite de l'acquisition de TBI, s'élevait à 9 282 M\$, contre 5 931 M\$ au 31 décembre 2003. Au 30 juin 2004, le fonds de roulement de la société affichait une position déficitaire de 700 M\$, compte tenu de la comptabilisation à la valeur du marché de la perte non matérialisée relative aux instruments dérivés, qui s'est chiffrée à 531 M\$, et de la charge d'impôts exigibles de 408 M\$, compensées en partie par des actifs de 278 M\$ détenus pour la revente. Au 31 décembre 2003, le fonds de roulement de la société affichait un surplus de 157 M\$. Les flux de trésorerie et le produit des cessions ont servi à financer l'achat d'actions aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la société, les dépenses en immobilisations et l'achat de TBI. Ces activités se sont traduites par une augmentation de 2 940 M\$ de l'encours total et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme par rapport au montant inscrit à la fin de l'exercice 2003. La société prévoit une diminution de la dette nette avant la fin de l'exercice 2004 par suite de la cession de divers biens non essentiels prévue pour les troisième et quatrième trimestres de l'exercice de même qu'une hausse des flux de trésorerie attendus découlant de l'acquisition de TBI. Elle anticipe un produit total de 1,5 G\$ à 2,0 G\$ pour l'exercice complet.

La dette nette s'est élevée à 43 % de la structure du capital (incluant le produit de cession pro forma annoncé d'environ 660 M\$) au 30 juin 2004, en hausse par rapport à 34 % au 31 décembre 2003, à cause surtout de l'acquisition de TBI. La direction calcule ce ratio pour son usage interne, afin de faciliter la gestion de la dette globale, et pour les analystes du crédit qui recourent à cette mesure pour évaluer la santé financière de la société.

Après l'annonce de l'acquisition de TBI, les agences de notation ont ajusté les cotes de crédit à long terme d'EnCana. Le 14 juillet 2004, Moody's a abaissé la cote d'EnCana à Baa2 (stable). Standard & Poor's a modifié la cote A de la société en ajoutant la mention surveillance de la solvabilité avec incidences négatives et n'a pas procédé à son examen ultérieur. Dominion Bond Rating Service a confirmé la cote A (faible) d'EnCana et modifié la tendance de « stable à négatif ». Les agences ont fait remarquer que l'acquisition par emprunt de TBI exerce une forte pression sur le profil de crédit d'EnCana par rapport aux cotes précédant l'acquisition. Les agences prévoient continuer de surveiller l'exploitation et le rendement financier de la société de même que ses progrès dans la cession de biens au moment d'évaluer son profil de crédit.

Par suite de l'acquisition, TBI et une filiale ont effectué une offre publique d'achat de consentement pour 225 M\$ de leurs effets subordonnés de premier rang, à 7,25 %. Un total de 98,9 \$ des effets a été présenté pour un coût total d'environ 258 M\$.

En mars 2004, une filiale en propriété exclusive indirecte de la société, EnCana Holdings Finance Corp. (« EHFC »), a déposé un prospectus préalable l'autorisant à émettre à l'occasion des titres d'emprunt jusqu'à concurrence d'un montant global de 2 G\$. Tous les titres d'emprunt émis aux termes du prospectus seront garantis inconditionnellement par EnCana Corporation. Le 10 mai 2004, EHFC a réalisé une offre publique de titres d'emprunt non garantis de 1,0 G\$ aux États-Unis. Les effets, qui viennent à échéance en 2014, sont assortis d'un coupon de 5,80 %. Le produit net de l'offre a été affecté au financement d'une partie de l'acquisition de TBI.

Le 7 juillet 2004, la société a fait part de son intention de racheter le 9 août 2004 la totalité de ses débentures subordonnées de second rang non garanties à 8,50 % venant à échéance le 30 septembre 2048, dont le principal global est de 200 M\$ CA. Le montant du rachat correspondra au montant du capital majoré des intérêts courus et impayés.

Au 30 juin 2004, la société disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées de 1 121 M\$.

En octobre 2003, EnCana a reçu de la Bourse de Toronto l'approbation de continuer d'acheter pour annulation des actions ordinaires en vertu d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre »). Aux termes de l'offre, EnCana peut racheter pour annulation au plus 23,2 millions de ses actions ordinaires sur 12 mois se terminant le 21 octobre 2004. Au cours du deuxième trimestre de 2004, les rachats aux termes de l'offre en cours se sont établis à 300 000 actions environ à un prix moyen de 55,61 \$ CA par action. Depuis le début de l'exercice, EnCana a racheté pour annulation environ 5,5 millions de ses actions à un prix moyen de 55,37 \$ CA par action aux termes de l'offre. Au 30 juin 2004, et en incluant les rachats effectués aux termes de l'offre au cours de la période d'octobre à décembre 2003, la société avait acheté pour annulation quelque 9,1 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 51,56 \$ CA par action.

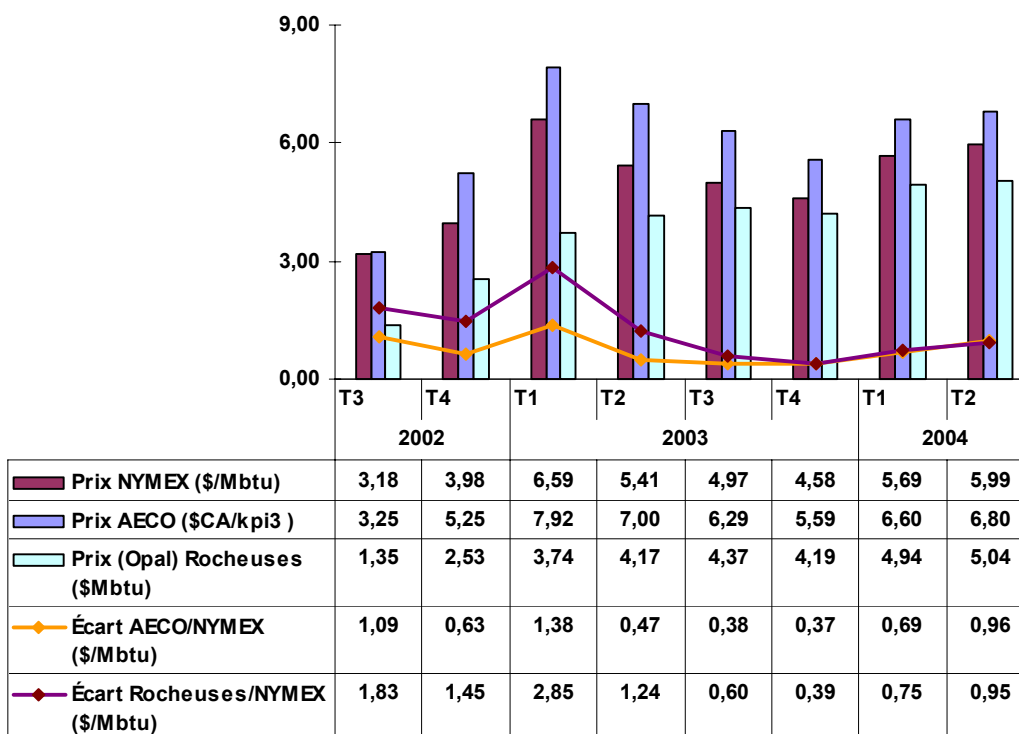
## CONTEXTE COMMERCIAL

### *Gaz naturel*

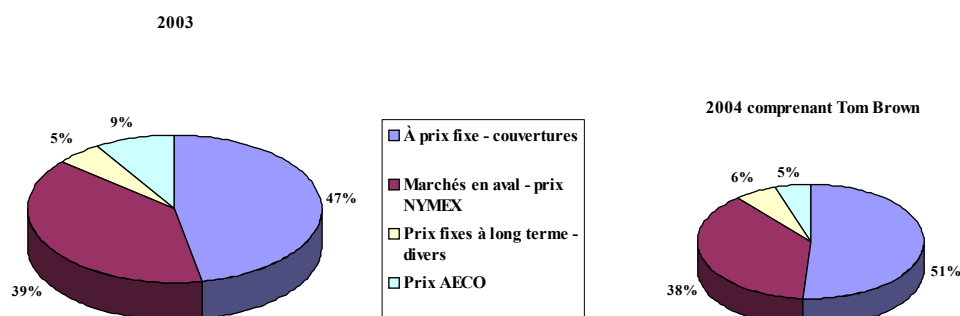
Prix de référence du gaz naturel (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			Exercice terminé
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	2003
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	<b>6,80</b> \$	<b>- 3</b> %	7,00 \$	<b>6,71</b> \$	<b>- 10</b> %	7,46 \$	6,70 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	<b>5,99</b>	<b>11</b> %	5,41	<b>5,84</b>	<b>- 3</b> %	6,00	5,39
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	<b>5,04</b>	<b>21</b> %	4,17	<b>4,99</b>	<b>26</b> %	3,96	4,12
Écart AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	<b>0,96</b>	<b>104</b> %	0,47	<b>0,83</b>	<b>- 11</b> %	0,93	0,65
Écart Rocheuses/NYMEX (\$/Mbtu)	<b>0,95</b>	<b>- 23</b> %	1,24	<b>0,85</b>	<b>- 59</b> %	2,05	1,27

L'inquiétude soulevée quant à une éventuelle incapacité de l'offre nord-américaine de gaz naturel de suffire à la demande croissante et l'influence du prix élevé du pétrole brut ont continué de pousser le prix moyen du gaz coté à la New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») à des sommets historiques. Les cours moyens du gaz AECO au cours du deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice 2004 ont fléchi par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2003, ce qui peut être attribué aux baisses des prix NYMEX pour le premier trimestre et à des écarts plus grands par rapport au NYMEX pour le deuxième trimestre. L'écart accru AECO/NYMEX pour le deuxième trimestre de 2004 par rapport à celui du deuxième trimestre de 2003 peut être attribué à un élargissement de l'écart sur les frais de transport pour le petit volume de gaz albertain destiné à la vente à l'Est canadien.

### Prix de référence du gaz naturel



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



**Pétrole brut**

Prix de référence du pétrole brut (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			Exercice terminé
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	
WTI (\$/baril)	38,28	32 %	28,91	36,78	17 %	31,32	30,99
Brent à une date donnée (\$/baril)	35,32	36 %	26,03	33,66	17 %	28,74	28,84
Écart WTI/Bow River (\$/baril)	11,02	68 %	6,55	10,03	42 %	7,07	8,01
Écart WTI/NAPO par l'OCP (Équateur) (\$/baril, 1)	12,17	-	-	11,91	-	-	8,06
Écart WTI/Oriente (Équateur) (\$/baril)	7,80	23 %	6,32	7,79	37 %	5,69	5,59

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

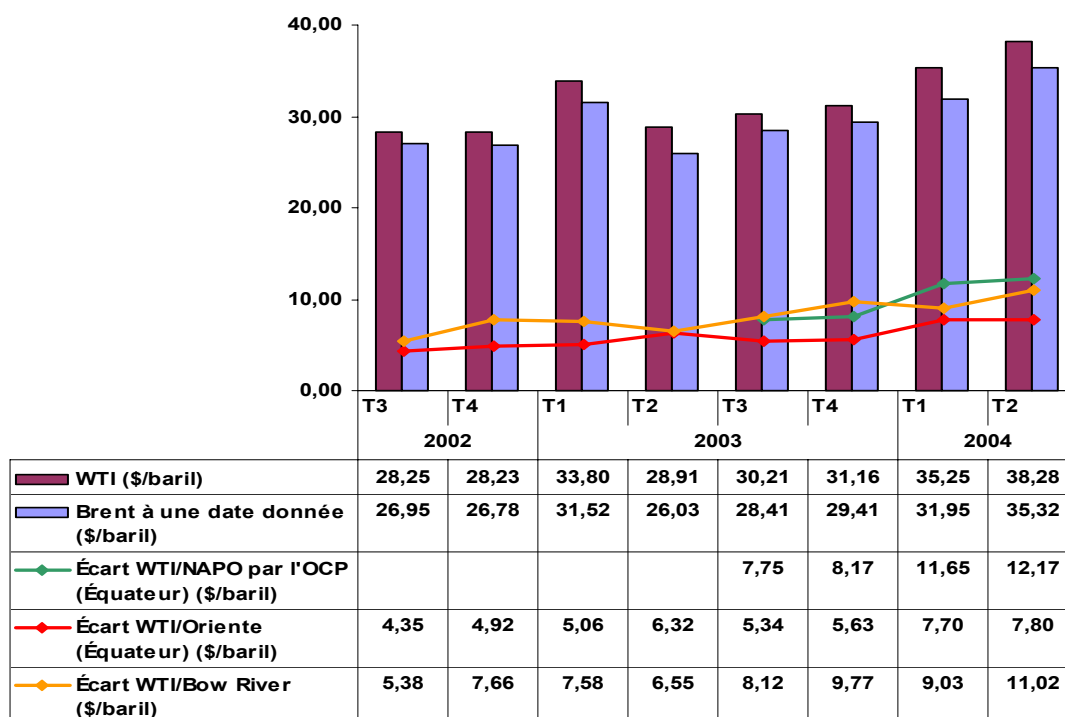
Le prix du brut de référence WTI était toujours vigoureux au cours du deuxième trimestre de 2004. Cette stabilité par rapport à celle du trimestre correspondant de 2003 s'explique par les inquiétudes que suscitent la forte demande en provenance de l'Asie, le déséquilibre entre l'offre et la demande, la perturbation intermittente de la production pétrolière en Irak et la politique de gestion de la production appliquée par l'OPEP. Le prix du brut WTI depuis le début de l'exercice a été bien plus élevé qu'au cours du premier semestre de 2003 essentiellement à cause de l'augmentation de la demande asiatique et de l'incertitude accrue quant à la stabilité de l'offre de pétrole provenant du Moyen-Orient.

L'écart entre le prix du lourd canadien WTI et celui de Bow River s'est creusé au deuxième trimestre des deux périodes de comparaison. L'accentuation des écarts est principalement attribuable à la hausse du prix du WTI ainsi qu'à l'écart plus important entre le léger et le lourd provenant de la côte américaine du golfe du Mexique. Exprimé sous forme de pourcentage du prix du WTI, le prix moyen du pétrole de Bow River s'établissait à 71 % pour le deuxième trimestre de 2004, contre 77 % pour le deuxième trimestre de 2003. L'écart entre le prix du lourd canadien WTI et celui de Bow River s'est surtout creusé depuis le début de l'exercice en raison de la hausse de prix du WTI.



La société utilise le pipeline OCP pour transporter la quasi-totalité de sa production NAPO en Équateur. Le NAPO est plus lourd que l'Oriente de SOTE (brut de l'Équateur qui dominait auparavant), l'écart avec le WTI est plus grand. L'élargissement de l'écart du prix de l'Oriente par rapport à celui du WTI pour le deuxième trimestre de 2004 et depuis le début de l'exercice en regard de l'écart des périodes correspondantes de 2003 tient surtout à la hausse du prix du WTI et à l'écart accru entre le léger et le lourd provenant de la côte américaine du golfe du Mexique.

### Prix de référence du pétrole brut



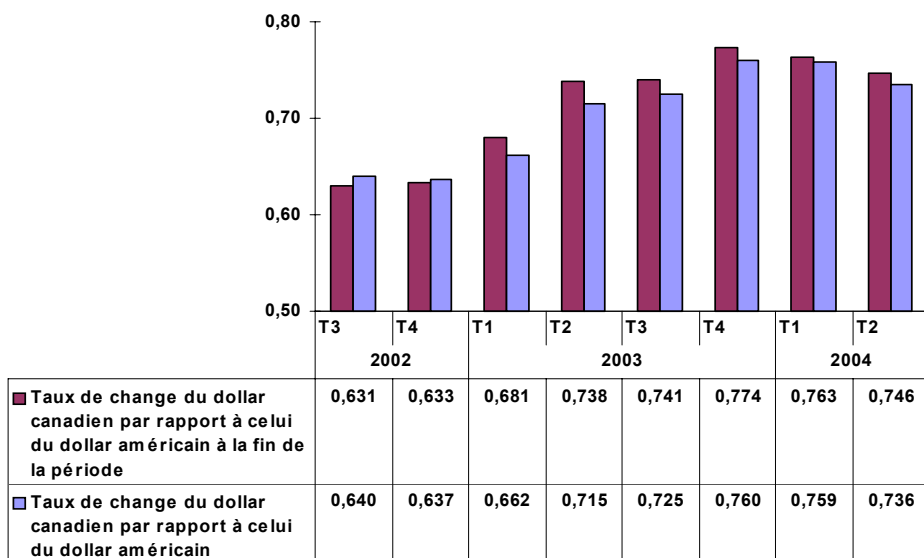
### Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain

Repères pour les taux de change de référence (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			Exercice terminé
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	
Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain à la fin de la période	<b>0,746</b>	<b>1 %</b>	0,738	<b>0,746</b>	<b>1 %</b>	0,738	0,774
Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	<b>0,736</b>	<b>3 %</b>	0,715	<b>0,747</b>	<b>9 %</b>	0,689	0,716

La hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain pour le deuxième trimestre de 2004 relativement à la période correspondante de 2003 résulte principalement du ralentissement économique aux États-Unis, des écarts persistants entre les taux d'intérêt canadiens et américains et du déficit du compte courant des États-Unis. La baisse de 0,02 \$ du taux au 30 juin 2004 par rapport à celle du 31 mars 2004 a donné lieu, pour le trimestre, à une perte non matérialisée à la conversion de la dette libellée en dollars américains contractée au Canada, qui se chiffrait à quelque 32 M\$ (25 M\$ après impôts). Pour le premier semestre de 2004, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport à celui du dollar américain a été

supérieur, de 9 % ou environ 0,06 \$ à celui de la période comparable en 2003. Par suite de la hausse du taux de change entre la fin de l'exercice le 31 décembre 2003 et le 30 juin 2004, la perte non matérialisée à la conversion de la dette libellée en dollars américains contractée au Canada se chiffrait à environ 71 M\$ avant impôts (57 M\$ après impôts).

### Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain



### DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Au 30 juin 2004, 461,0 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, contre 479,9 millions d'actions ordinaires au 30 juin 2003 et 460,6 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2003. Aucune action privilégiée n'était en circulation au 30 juin 2004 ni au 30 juin 2003.

Des options sur actions ont été octroyées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au cours du deuxième trimestre de 2004, environ 1,5 million d'actions ordinaires ont été émises en vertu de ces régimes (5,9 millions d'actions ordinaires depuis le début de l'exercice), dont les modalités et les soldes en cours sont décrits en détail dans la note 11 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Comme il a été décrit à la section sur les liquidités et les ressources en capital du présent rapport de gestion, la société a racheté pour annulation durant le deuxième trimestre de 2004 environ 300 000 actions ordinaires au prix moyen de 55,61 \$ CA et 5,5 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 55,37 \$ CA durant le premier semestre de 2004 dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités approuvée par la Bourse de Toronto en octobre 2003.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS

La société a signé divers engagements ayant trait principalement à des emprunts, aux frais à vue liés aux contrats de transport fermes, à des engagements de capitaux et à des accords de commercialisation. En outre, la société a pris des engagements aux termes de son programme de gestion des risques et a conclu des engagements supplémentaires dans le cadre de l'acquisition de TBI. Se reporter à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires pour la description des opérations financières et à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion pour la liste des contrats physiques. L'acquisition de TBI a augmenté d'environ 960 M\$ la dette à long terme fixe. Les autres engagements au titre du transport et de l'exploitation par suite de l'acquisition de TBI n'ont pas été importants.

Au 30 juin 2004, la société devait 3 940 M\$ aux termes d'acceptations bancaires, de papiers commerciaux et d'emprunts TIOL soutenus par des facilités de crédit renouvelables et des emprunts à terme, qui sont inclus dans les engagements à long terme ayant trait aux emprunts. Une tranche d'environ 1 740 M\$ de ce montant est lié à une facilité de crédit relais destinée à financer une partie de l'acquisition de TBI; cette facilité doit être remboursée comme suit : 25 % du prélèvement initial d'ici février 2005, 50 % d'ici août 2005 et 25 % d'ici mai 2006. En ce qui a trait au solde des facilités de crédit permanent en cours et aux emprunts à terme d'environ 2 200 M\$, la société a la possibilité de proroger la durée de cette dette sur une base continue et elle envisage de procéder ainsi. Des précisions sur la dette à long terme de la société figurent à la note 9 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 juin 2004, EnCana avait conclu des contrats physiques à prix fixes et de longue durée prévoyant le transport d'environ 46 millions de pieds cubes par jour, assujettis à des modalités diverses et portant sur des volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total qui doit être transporté aux termes de ces contrats s'élève à 175 milliards de pieds cubes à un prix moyen pondéré de 3,41 \$ le millier de pieds cubes. Au 30 juin 2004, ces opérations représentaient une perte non matérialisée de 133 M\$.

### **Poursuites judiciaires liées aux activités de courtage d'énergie abandonnées**

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

Outre l'action intentée par E. & J. Gallo Winery devant la cour de district des États-Unis, en Californie, la société et WD conjointement avec d'autres sociétés du secteur de l'énergie ont été nommées défendeurs dans le cadre de plusieurs poursuites intentées devant les tribunaux de la Californie (dont plusieurs sont des recours collectifs) et de trois recours collectifs intentés devant le United States District Court à New York. La société et WD ont déposé une requête de rejet de la plainte de Gallo sur la base que la Federal Energy Regulatory Commission avait la compétence exclusive à cet égard. La plupart des recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie ont été transférés par le Judicial Panel on Multidistrict Litigation sur une base regroupée au Nevada District Court et les procès intentés à New York ont été regroupés devant la New York District Court par suite de la requête du demandeur. Les recours intentés devant les tribunaux de la Californie ont trait à la vente de gaz naturel en Californie de 1999 jusqu'à aujourd'hui. Ils contiennent des allégations essentiellement similaires, selon lesquelles les défendeurs auraient participé à un complot avec d'autres concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel et des instruments dérivés de la Californie en violation

des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie pour faire monter artificiellement le prix du gaz naturel par divers moyens comme le partage illégal d'informations sur les prix par le biais du courtage en ligne, des indices de prix et d'opérations fictives. Les recours intentés devant les tribunaux de New York prétendent que la manipulation alléguée par les défendeurs des indices du prix du gaz naturel aurait entraîné une hausse des prix des contrats à terme et des contrats de change négociés sur le NYMEX entre 2000 et 2002. E. & J. Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$, qui pourraient tripler en vertu des lois de la Californie. Comme à l'habitude, aucun des autres recours collectifs ne précise le montant des dommages-intérêts réclamés.

La société et WD comptent opposer une défense vigoureuse à ces réclamations; toutefois, la société ne peut prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future entamée contre elle ni prévoir si elles entraîneront le versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites judiciaires découleront de ces allégations.

## **CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS**

### **Changements de conventions et de pratiques comptables**

#### ***Relations de couverture***

La société a adopté le 1<sup>er</sup> janvier 2004 les modifications apportées à la norme de comptabilisation des relations de couverture. Les instruments dérivés en vigueur à cette date qui ne répondent pas aux conditions de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couverture ont été comptabilisés selon la méthode d'évaluation à la valeur du marché dans le bilan consolidé. L'incidence de ce changement de méthode de comptabilisation sur les états financiers consolidés au 1<sup>er</sup> janvier 2004 de la société a été une augmentation des actifs de 145 M\$, une hausse des passifs de 380 M\$ et une perte nette reportée de 235 M\$. Ces montants sont constatés dans le résultat net à l'échéance du contrat auquel ils se rapportent. Au 30 juin 2004, une partie de ces pertes nettes (environ 191 M\$) a été constatée. Le reste de la perte, soit 44 M\$ (31 M\$ après impôts), sera constaté selon les modalités décrites à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Les changements de la juste valeur de ces contrats survenus du 31 mars 2004 au 30 juin 2004, de même que tous les autres contrats de couverture en vigueur, ont été comptabilisés à la valeur du marché et une perte de 155 M\$ (104 M\$ après impôts) a été portée aux résultats pour le trimestre terminé le 30 juin 2004. La totalité des pertes non matérialisées sur les instruments dérivés pour le trimestre terminé le 30 juin 2004 est indiquée à la note 14 afférente aux états financiers consolidés.

## **GESTION DES RISQUES**

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

### **Prix des marchandises**

Pour gérer le risque lié à la volatilité du prix des marchandises, la société a conclu diverses ententes liées à des instruments financiers, décrits à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires et divers contrats physiques, décrits à la section portant sur le gaz naturel du présent rapport de gestion.

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

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

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

### **Gaz naturel**

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

Les contrats financiers sont décrits dans la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Les contrats physiques s'établissent comme suit :

	Volumes théoriques (Mpi <sup>3</sup> /jour)	Échéance	Prix (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	Gain non constaté (perte) (en millions de dollars)
<b>Contrats à prix fixe</b>				
Contrats de vente				
Tunnels sur le NYMEX	50	2004	2,46 – 4,90	(13)
Tunnels sur le NYMEX	50	2005	2,46 – 4,90	(25)
Tunnels sur le NYMEX	46	2006 – 2007	2,46 – 4,90	(29)
<b>Contrats de base</b>				
Contrats de vente				
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix des Rocheuses	410	2004	(0,493)	27
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix de San Juan	50	2004	(0,637)	1
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix de Ventura	7	2004	(0,133)	-
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix des Rocheuses	393	2005	(0,471)	38
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix de San Juan	50	2005	(0,637)	1
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix de Ventura	23	2005	(0,245)	-
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix des Rocheuses	207	2006 – 2007	(0,491)	29
Prix fixe sur le NYMEX basé sur le prix de San Juan	42	2006	(0,637)	-
				29
				16
				45 \$
Positions physiques sur la commercialisation du gaz naturel				

### Pétrole brut produit

La société a partiellement réduit sa vulnérabilité à la fluctuation des prix NYMEX du WTI pour une partie de sa production de pétrole à l'aide de swaps à prix fixe, d'ententes tunnel à prime zéro et d'opérations mixtes tripartites sur opérations de vente. Les instruments sont indiqués à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Dans le cadre de ses activités de commercialisation du pétrole brut, la société a assuré la gestion des risques associés aux stocks de pétrole brut et aux marges de tiers en recourant à des contrats à terme, à des contrats d'options et à des tunnels.

### Optimisation du stockage du gaz naturel

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

### Protocole de Kyoto

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

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

Le volume de production de la société, principalement celui du bloc Primrose dans le nord-est de l'Alberta, a été touché par la décision de l'AEUB, prise en septembre 2003, de temporairement suspendre la commercialisation de la production de gaz naturel qui menaçait la récupération des ressources bitumineuses dans la région. Par suite de cette décision, la production de gaz naturel du deuxième trimestre de 2004 d'EnCana dans la région a chuté d'environ 10 millions de pieds cubes par jour par rapport à celle du deuxième trimestre de 2003. Le 1<sup>er</sup> juillet 2004, l'AEUB a rendu une seconde décision entraînant la suspension temporaire de la commercialisation de 8 millions supplémentaires de pieds cubes par jour. L'incidence future de ces décisions ne devrait pas être importante.

### PERSPECTIVES

EnCana compte se concentrer sur l'exploitation de ses ressources des propriétés gazéifères et pétrolifères des zones de l'Amérique du Nord pour accroître la production dans ce secteur ainsi que sur la mise en valeur de la production de pétrole brut en Équateur, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord. La mise en valeur des gisements dans le golfe du Mexique, sur la côte Est du Canada et au centre de la mer du Nord au Royaume-Uni devrait augmenter la croissance à long terme. La société prévoit également accroître ses programmes d'exploration ciblée et à forte expansion en Amérique du Nord et à l'étranger.

Dépenses en immobilisations prévues (en millions de dollars)	Prévisions pour l'exercice entier 2004 <sup>3)</sup>	Semestre terminé le 30 juin 2004	Prévisions pour l'exercice entier 2005 <sup>3)</sup>
Activités en amont	4 550 \$ - 4 850 \$	2 562	\$ 4 750 \$ - 5 250 \$
Activités médianes, commercialisation et activités non sectorielles	150	43	
Dépenses en immobilisations essentielles	4 700 \$ - 5 000 \$	2 605	\$
Acquisition de TBI <sup>2)</sup>	2 700	2 335	
Cessions, déduction faite des acquisitions <sup>1)</sup>	(2 000) - (1 500)	(279)	
	5 400 \$ - 6 200 \$	4 661	\$

1) Représente les acquisitions d'entreprises et les acquisitions de propriétés.

2) Les chiffres réels du semestre excluent la dette prise en charge d'environ 406 M\$.

3) Prévisions diffusées le 15 juin 2004.

La société prévoit être en mesure de financer son programme de dépenses en immobilisations essentielles de 2004, de l'ordre de 4 700 M\$ à 5 000 M\$, au moyen des flux de trésorerie et du produit de la cession d'actifs non essentiels. La société a modifié ses prévisions de dépenses en immobilisations nettes au deuxième trimestre de 2004 pour inclure, dans son programme de mise en valeur de ses ressources aux États-Unis et au Canada, des occasions supplémentaires et des occasions découlant de l'acquisition récente de TBI. Elle prévoit procéder à la vente d'autres actifs dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien au cours du deuxième semestre de 2004.

Volumes prévus	Prévisions pour l'exercice entier 2004 <sup>2)</sup>	Semestre terminé le 30 juin 2004	Prévisions pour l'exercice entier 2005 <sup>2)</sup>
<i>Production de gaz (Mpi<sup>3</sup>/jour)</i>			
Canada	2 100 – 2 140	2 089	
États-Unis	700 – 725	754	
Royaume-Uni	30	32	
Tom Brown, Inc.	165 – 175		
Cessions supplémentaires	(45) – (20)		
<b>Production totale de gaz</b>	<b>2 950 – 3 050</b>	<b>2 875</b>	<b>3 400 – 3 550</b>
<i>Production de pétrole brut et LGN (barils/jour)</i>			
Canada	150 000 – 154 000	157 288	
États-Unis	9 000 – 10 000	10 995	
Équateur	72 000 – 76 000	79 643	
Royaume-Uni	16 000 – 18 000	19 408	
Tom Brown, Inc.	4 000		
Cessions supplémentaires	(16 000) – (7 000)		
<b>Production totale de pétrole brut et LGN</b>	<b>235 000 – 255 000</b>	<b>267 334</b>	<b>250 000 – 270 000</b>
<b>Total (bep/jour) <sup>1)</sup></b>	<b>725 000 – 765 000</b>	<b>746 501</b>	<b>810 000 – 860 000</b>

1) Gaz naturel converti en bep à raison de 6 000 pieds cubes = 1 baril d'équivalent pétrole.

2) Prévisions diffusées le 15 juin 2004. Annualisation de TBI et des cessions supplémentaires.

Les prévisions du volume des ventes pour 2004 ont été accrues au deuxième trimestre et représentent une croissance d'environ 15 % sur les volumes de ventes de l'exercice complet 2003 (d'après le point milieu des prévisions). Les prévisions accrues comprennent un taux de croissance organique de 12 % depuis les stocks de ressources des gisements et des actifs internationaux de la société. La fourchette du volume des ventes prévu a été accrue en juin 2004 pour tenir compte du solide rendement d'exploitation tiré des actifs de ressources de la société en Amérique du Nord depuis le début de l'exercice. L'incidence annualisée de l'acquisition de TBI, déduction faite des cessions prévues, devrait être à peu près neutre par rapport au total du volume des ventes.

### Prix des marchandises

L'influence du prix élevé du pétrole brut, la croissance limitée de la production de gaz naturel dans l'industrie du pétrole et du gaz, l'essor de la demande et l'incertitude entourant la capacité des producteurs de maintenir leurs niveaux de stocks ont entraîné la poursuite, pour le gaz naturel, d'un prix supérieur à la moyenne historique. Pour 2004 et par la suite, les perspectives seront surtout influencées par les conditions atmosphériques, le moment des nouvelles productions ainsi que l'activité économique.



Incertitude mondiale sur les marchés du brut causée par les perturbations de la production au Moyen-Orient et en Afrique, demande accrue des pays asiatiques, niveaux de stocks de brut et de produits en Amérique du Nord, incertitude entourant l'offre de pétrole russe et préoccupations relatives à la capacité de l'OPEP de satisfaire la demande mondiale croissante. Les perspectives à plus long terme dépendent surtout de la capacité des producteurs de faire progresser l'offre de brut et de stabiliser celle du gaz naturel, du moment des nouvelles productions, des conditions atmosphériques et de l'activité économique.

### Charges d'exploitation et d'administration

Le total des charges d'exploitation devrait se situer aux alentours de 3,30 \$ à 3,50 \$ par bep pour 2004; quant aux charges d'administration, elles devraient osciller entre 0,60 \$ et 0,70 \$ par bep. Les taux d'amortissement et d'épuisement pour le segment des activités en amont de la société devraient se situer entre 8,60 \$ et 9,10 \$ par bep pour 2004.

### Impôts sur les bénéfices exigibles

EnCana a déjà fait état de sa charge prévue d'impôts exigibles de 2004, soit entre 675 M\$ et 820 M\$. À la date des présentes et selon les estimations de prix des marchandises fixés par consensus, de la production et des dépenses en immobilisations First Call, basées sur le point milieu des prévisions publiques, EnCana anticipe que sa charge d'impôts exigibles pour 2004 se situera à l'intérieur, mais à l'extrémité supérieure, de la fourchette de prévisions. Les impôts exigibles pour 2004 devraient s'élever entre 15 % et 20 % des flux de trésorerie avant impôts de la société.

### Sensibilité du bénéfice net et des flux de trésorerie (incluant les couvertures) de 2005 <sup>1)</sup>

<i>(en millions de dollars)</i>	Bénéfice net	Flux de trésorerie
Augmentation de 0,25 \$ par million d'unités thermiques britanniques (Mbtu) du prix du gaz NYMEX	175	230
Augmentation de 1,00 \$ par baril du prix du pétrole WTI	35	45
Diminution de 0,01 \$ du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	(25)	20

1) Position couverte au 30 avril 2004

### Sensibilité du bénéfice net et des flux de trésorerie (excluant les couvertures) de 2005

<i>(en millions de dollars)</i>	Bénéfice net	Flux de trésorerie
Augmentation de 0,25 \$ par million d'unités thermiques britanniques (Mbtu) du prix du gaz NYMEX	195	250
Augmentation de 1,00 \$ par baril du prix du pétrole WTI	50	65
Diminution de 0,01 \$ du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	(25)	20

Le 26 juillet 2004