

EnCana Corporation
Rapport de gestion
26 octobre 2004

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 de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2004 et les états financiers consolidés annuels vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Note concernant l'information prospective » qui figure à la fin de ce rapport de gestion. Certains termes utilisés dans le présent rapport sont définis dans les sections qui paraissent à la fin et qui s'intitulent « Note concernant l'information sur le pétrole et le gaz » et « Note concernant les devises, les protocoles et les mesures non conformes aux PCGR ». 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 octobre 2004.

SURVOL

Aperçu des faits saillants et principaux résultats financiers du troisième trimestre

Comparaison des troisièmes trimestres de 2004 et de 2003

- Le volume des ventes des activités en amont s'est accru de 22 %, s'élevant à 780 741 bep par jour.
- Le prix du gaz naturel en Amérique du Nord (compte non tenu des opérations de couverture) a atteint une moyenne de 5,18 \$ le millier de pieds cubes en 2004, contre 4,66 \$ en 2003, soit une hausse de 11 %.
- Le prix des liquides de gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture) a atteint une moyenne de 32,83 \$ le baril en 2004, contre 21,22 \$ en 2003, en hausse de 55 %.
- Les charges d'exploitation et les frais d'administration du siège social, par bep, ont régressé de 0,15 \$ et de 0,10 \$, respectivement.
- Dans le cadre de l'alignement continu des actifs nord-américains sur la stratégie d'EnCana en matière de zones de ressources, la société s'est départie de propriétés conventionnelles matures totalisant 940 M\$.
- La dette à long terme (y compris la tranche à court terme) a été réduite de 729 M\$ au troisième trimestre de 2004.
- Les pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises et sur les couvertures de devises se sont élevées à environ 265 M\$ (180 M\$ après impôts) en 2004, contre 58 M\$ (40 M\$ après impôts) en 2003.
- En 2004, la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché a entraîné une perte non matérialisée de 497 M\$ (321 M\$ après impôts) qui a été imputée aux résultats, contre néant en 2003, étant donné que la comptabilisation à la valeur du marché a été adoptée en date du 1^{er} janvier 2004.
- En 2004, un gain non matérialisé sur la dette canadienne libellée en dollars américains de 193 M\$ (155 M\$ après impôts) a été comptabilisé, contre 15 M\$ (12 M\$ après impôts) en 2003.
- Un gain de change matérialisé de 95 M\$ (79 M\$ après impôts) a été enregistré en 2004, contre 5 M\$ (3 M\$ après impôts) en 2003.
- En 2004, la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles a atteint 124 M\$, alors qu'en 2003, elle s'était élevée à 51 M\$, soit une augmentation totale de 73 M\$ des impôts payés.

RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Sommaire des résultats financiers consolidés (en millions de dollars, sauf les données par action)	Trimestres terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre			Exercice
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2003
	2004	%	\$	2004	%	\$	\$
Produits, déduction faite des redevances	2 458	7	2 291	8 026	9	7 366	10 216
Bénéfice net des activités poursuivies	393	37	286	933	-46	1 741	2 167
– par action, de base	0,85	42	0,60	2,02	-45	3,64	4,57
– par action, dilué	0,84	40	0,60	2,00	-44	3,60	4,52
Bénéfice net	393	36	290	933	-52	1 934	2 360
– par action, de base	0,85	39	0,61	2,02	-50	4,05	4,98
– par action, dilué	0,84	38	0,61	2,00	-50	4,00	4,92
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	559	104	274	1 403	32	1 059	1 375
– par action, dilué	1,20	111	0,57	3,00	37	2,19	2,87
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	1 363	40	973	3 489	9	3 203	4 420
– par action, de base	2,95	43	2,06	7,57	13	6,70	9,32
– par action, dilués	2,92	43	2,04	7,47	13	6,62	9,21
Flux de trésorerie ²⁾	1 363	40	977	3 489	9	3 205	4 459
– par action, de base	2,95	43	2,06	7,57	13	6,71	9,41
– par action, dilués	2,92	43	2,04	7,47	13	6,63	9,30

- 1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR et il est traité sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.
- 2) Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies et les flux de trésorerie sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

Sommaire trimestriel

(en millions de dollars, sauf les données par action)	2004			2003				2002
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits, déduction faite des redevances	2 458	2 718	2 850	2 850	2 291	2 332	2 743	2 116
Bénéfice net des activités poursuivies	393	250	290	426	286	805	650	248
– par action, de base	0,85	0,54	0,63	0,92	0,60	1,67	1,35	0,52
– par action, dilué	0,84	0,54	0,62	0,91	0,60	1,66	1,34	0,51
Bénéfice net	393	250	290	426	290	807	837	282
– par action, de base	0,85	0,54	0,63	0,92	0,61	1,68	1,74	0,59
– par action, dilué	0,84	0,54	0,62	0,91	0,61	1,67	1,73	0,58
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	559	379	465	316	274	275	510	239
– par action, dilué	1,20	0,81	1,00	0,68	0,57	0,56	1,05	0,49
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	1 363	1 131	995	1 217	973	1 039	1 191	874
– par action, de base	2,95	2,46	2,16	2,63	2,06	2,16	2,48	1,83
– par action, dilués	2,92	2,43	2,13	2,61	2,04	2,14	2,46	1,81
Flux de trésorerie ²⁾	1 363	1 131	995	1 254	977	1 007	1 221	935
– par action, de base	2,95	2,46	2,16	2,71	2,06	2,10	2,54	1,96
– par action, dilués	2,92	2,43	2,13	2,69	2,04	2,08	2,52	1,94

- 1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR et il est traité sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.
- 2) Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies et les flux de trésorerie sont des mesures non conformes aux PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie

Au cours du troisième trimestre de 2004, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont augmenté de 390 M\$ (0,88 \$ par action après dilution) par rapport à ceux inscrits pour le trimestre correspondant de 2003. Pour les neuf premiers mois de 2004, ils ont augmenté de 286 M\$ (0,85 \$ par action après dilution) en regard de ceux de la période correspondante de 2003. Les principaux faits figurent ci-après.

Comparaison des troisièmes trimestres de 2004 et de 2003

- Le volume des ventes du gaz naturel a fait un bond de 24 %, s'établissant à 3 128 Mpi³ par jour.
- Le volume des ventes du pétrole brut et des LGN s'est accru de 19 %, atteignant 259 408 barils par jour.
- Le prix du gaz naturel en Amérique du Nord (compte non tenu des opérations de couverture) s'est élevé à 5,18 \$/kpi³ en 2004, contre 4,66 \$/kpi³ en 2003, soit une hausse de 11 %.
- Le prix des liquides de gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture) a atteint 32,83 \$ le baril en 2004, contre 21,22 \$ en 2003, soit une hausse de 55 %.
- Les charges d'exploitation par bep se sont chiffrées à 3,38 \$ en 2004, comparativement à 3,53 \$ en 2003, en baisse de 0,15 \$ par bep.
- Les frais d'administration du siège social ont été de 0,60 \$ par bep en 2004, contre 0,70 \$ par bep en 2003, soit une contraction de 0,10 \$ par bep.
- Les pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises et les couvertures de devises ont totalisé environ 265 M\$ (180 M\$ après impôts) en 2004 (soit 0,15 \$/kpi³ sur le gaz naturel et 9,28 \$/baril sur les liquides de gaz naturel), contre 58 M\$ (40 M\$ après impôts) en 2003 (soit 0,06 \$/kpi³ sur le gaz naturel et 2,18 \$/baril sur les liquides de gaz naturel).
- Un gain de change matérialisé de 95 M\$ (79 M\$ après impôts) a été enregistré en 2004, contre 5 M\$ (3 M\$ après impôts) en 2003, grâce surtout à l'effet, sur la dette canadienne libellée en dollar américain, de la montée du dollar canadien face au dollar américain.
- En 2004, la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles a atteint 124 M\$, alors qu'en 2003, elle s'était élevée à 51 M\$, soit une augmentation de 73 M\$, qui a fait contrepoids à la hausse des flux de trésorerie découlant de l'accroissement de volume et de prix.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2004 et 2003

- Le volume des ventes du pétrole brut et des LGN s'est accru de 27 %, atteignant 264 671 barils par jour.
- Le volume des ventes du gaz naturel a fait un bond de 17 %, s'établissant à 2 960 Mpi³ par jour.
- Le prix du gaz naturel en Amérique du Nord (compte non tenu des opérations de couverture) s'est monté à 5,26 \$/kpi³ en 2004, contre 5,01 \$/kpi³ en 2003, soit une hausse de 5 %.
- Le prix des liquides de gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture) a été de 28,67 \$ le baril en 2004, contre 23,57 \$ en 2003, soit une hausse de 22 %.
- Les pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises et les couvertures de devises ont totalisé environ 648 M\$ (439 M\$ après impôts) en 2004 (soit 0,16 \$/kpi³ sur le gaz naturel et 7,11 \$/baril sur les liquides de gaz naturel), contre 283 M\$ (194 M\$ après impôts) en 2003 (soit 0,19 \$/kpi³ sur le gaz naturel et 2,71 \$/baril sur les liquides de gaz naturel).
- Un gain de change matérialisé de 87 M\$ (71 M\$ après impôts) a été enregistré en 2004, contre 32 M\$ (18 M\$ après impôts) en 2003, grâce surtout à l'effet, sur la dette canadienne libellée en dollar américain, de la montée du dollar canadien face au dollar américain.
- En 2004, la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles a atteint 559 M\$, alors qu'en 2003, elle était de 17 M\$, soit une augmentation de 542 M\$, qui a fait contrepoids à la hausse des flux de trésorerie découlant de l'accroissement de volume et de prix.

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 troisième trimestre de 2004, le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana s'est accru de 107 M\$, soit 0,24 \$ par action après dilution, en regard de celui du trimestre correspondant de 2003 et a reculé de 808 M\$, soit 1,60 \$ par action après dilution, pour les neuf premiers mois de 2004 en regard de celui de la période correspondante 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 troisièmes 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 497 M\$ (321 M\$ après impôts; 0,69 \$ 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 un gain non matérialisé de 193 M\$ (155 M\$ après impôts; 0,33 \$ par action après dilution), contre un gain non matérialisé de 15 M\$ (12 M\$ après impôts; 0,03 \$ par action après dilution) en 2003, en raison d'une hausse plus importante du cours du dollar canadien face à celui du dollar américain à la fin de la période du 30 juin 2004 au 30 septembre 2004.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2004 et 2003

- Une perte non matérialisée, calculée en fonction de la valeur du marché, de 1 028 M\$ (677 M\$ après impôts; 1,44 \$ 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 un gain non matérialisé de 122 M\$ (98 M\$ après impôts; 0,21 \$ par action après dilution), contre un gain non matérialisé de 404 M\$ (320 M\$ après impôts; 0,66 \$ par action après dilution) en 2003, en raison d'une légère augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2003 et le 30 septembre 2004 comparativement à une forte appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2002 et le 30 septembre 2003.

Le bénéfice net du troisième trimestre de 2003 comprend un montant de 4 M\$ (0,01 \$ par action après dilution) provenant des activités abandonnées, tandis que le bénéfice net des neuf premiers mois de 2003 englobe un montant de 193 M\$ (0,40 \$ 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 4,00 \$ (5,20 \$ depuis le début de l'exercice). Ce montant est fondé sur une hausse du change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien qui est passé de 0,725 \$ US pour 1,00 \$ CA au troisième trimestre de 2003 (0,701 \$ pour les neuf premiers mois de 2003) à 0,765 \$ US pour 1,00 \$ CA pour le troisième trimestre de 2004 (0,753 \$ pour les neuf premiers mois de 2004). 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 leur 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
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	393	250	290	426	286	805	650	248
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) ²⁾	321	104	252	-	-	-	-	-
Ajouter (le gain) la perte de change non matérialisée à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	(155)	25	32	(113)	(12)	(168)	(140)	(6)
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	-	(109)	3	-	(362)	-	(3)
Bénéfice d'exploitation^{1) 3)}	559	379	465	316	274	275	510	239

(en dollars par action ordinaire, après dilution)

Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	0,84	0,54	0,62	0,91	0,60	1,66	1,34	0,51
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) ²⁾	0,69	0,22	0,54	-	-	-	-	-
Ajouter (le gain) la perte de change non matérialisée à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	(0,33)	0,05	0,07	(0,24)	(0,03)	(0,35)	(0,29)	(0,01)
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	-	(0,23)	0,01	-	(0,75)	-	(0,01)
Bénéfice d'exploitation^{1) 3)}	1,20	0,81	1,00	0,68	0,57	0,56	1,05	0,49

- 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^{er} 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.

Sommaire des bénéfices d'exploitation des neuf premiers mois

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre		
	2004 en regard de			2004 en regard de		
	2004	2003	2003	2004	2003	2003
	\$	%	\$	\$	%	\$
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	393	37	286	933	-46	1 741
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) ²⁾	321	-	-	677	-	-
Ajouter (le gain) la perte de change non matérialisée à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	(155)	1 192	(12)	(98)	-69	(320)
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	-	-	(109)	-70	(362)
Bénéfice d'exploitation ^{1) 3)}	559	104	274	1 403	32	1 059
<i>(en dollars par action ordinaire, après dilution)</i>						
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	0,84	40	0,60	2,00	-44	3,60
Ajouter la perte non matérialisée, établie à la valeur du marché (après impôts) ²⁾	0,69	-	-	1,44	-	-
Ajouter (le gain) la perte de change non matérialisée à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	(0,33)	1 000	(0,03)	(0,21)	-68	(0,66)
Ajouter (l'économie) la charge d'impôts futurs par suite des réductions du taux d'imposition	-	-	-	(0,23)	-69	(0,75)
Bénéfice d'exploitation ^{1) 3)}	1,20	111	0,57	3,00	37	2,19

- 1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net tiré des activités poursuivies, compte 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^{er} 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

Les variations de la charge d'impôts exigibles ont d'énormes répercussions 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
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 363	1 131	995	1 217	973	1 039	1 191	874
Impôts exigibles ¹⁾	124	203	232	(73)	51	(54)	20	(107)

- 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 septembre	2004				2003			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits, déduction faite des redevances	1 442	562	66	2 070	1 067	384	58	1 509
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	69	28	-	97	40	(7)	-	33
Transport et vente	102	38	-	140	94	20	-	114
Exploitation	131	113	60	304	107	100	51	258
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<u>1 140</u>	<u>383</u>	<u>6</u>	<u>1 529</u>	<u>826</u>	<u>271</u>	<u>7</u>	<u>1 104</u>
Amortissement et épuisement				672				502
Bénéfice des activités en amont				<u>857</u>				<u>602</u>
Neuf mois terminés les 30 septembre	2004				2003			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits, déduction faite des redevances	4 121	1 562	170	5 853	3 318	1 186	147	4 651
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	188	70	-	258	110	21	-	131
Transport et vente	334	114	-	448	255	76	-	331
Exploitation	377	329	155	861	301	284	134	719
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<u>3 222</u>	<u>1 049</u>	<u>15</u>	<u>4 286</u>	<u>2 652</u>	<u>805</u>	<u>13</u>	<u>3 470</u>
Amortissement et épuisement				1 947				1 444
Bénéfice des activités en amont				<u>2 339</u>				<u>2 026</u>

Résultats consolidés des activités en amont

En regard du troisième trimestre de 2003, les résultats globaux du troisième trimestre de 2004 indiquent une augmentation du volume des ventes de 22 % ou de 141 418 bep par jour. Pour les neuf premiers de 2004, le volume affiche une avance de 21 %, soit 129 069 bep par jour, sur celui de la période correspondante de 2003.

Les produits, déduction faite des redevances, reflètent l'augmentation du prix de référence du gaz naturel et de celui du pétrole brut (voir la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport) au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois, augmentation atténuée par les pertes de couverture matérialisées. Les pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises et les couvertures de devises ont atteint 265 M\$, soit 3,69 \$ par bep, au cours du troisième trimestre de 2004, en regard de 58 M\$ (0,99 \$ par bep) pour le trimestre correspondant de 2003. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004, ces pertes ont totalisé 648 M\$, soit 3,12 \$ par bep, comparativement à 283 M\$ et à 1,65 \$ par bep pour la période correspondante de 2003.

Les charges d'exploitation du troisième trimestre de 2004 se sont chiffrées en moyenne à 3,38 \$ par bep, contre 3,53 \$ par bep au troisième trimestre de l'exercice précédent. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004, les charges d'exploitation se sont établies à 3,39 \$ par bep, contre 3,41 \$ par bep pour la même période en 2003, soit à peu près les mêmes dans chaque cas.

Au cours du troisième trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les charges d'amortissement et d'épuisement se sont accrues de 170 M\$ et de 503 M\$, respectivement, en regard de celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces hausses sont 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. Sur une base unitaire, compte non tenu des « autres » activités, les charges d'amortissement et d'épuisement ont atteint 9,27 \$ par bep pour le troisième trimestre 2004, contre 8,49 \$ par bep pour le trimestre correspondant de 2003. Pour les neuf premiers mois de 2004, elles atteignent 9,23 \$ par bep, contre 8,38 \$ par bep pour la période correspondante de 2003. L'augmentation des charges d'amortissement et d'épuisement du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2004 traduit principalement l'appréciation moyenne de la monnaie canadienne par rapport à la monnaie américaine ainsi que l'acquisition de Tom Brown Inc. (« TBI »). Les charges d'amortissement et d'épuisement de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004 ne tiennent pas compte d'une perte de valeur d'un projet d'exploration au Ghana faisant partie des activités internationales en amont, perte qui avait été inscrite et présentée au deuxième trimestre de 2004.

Variation des produits de 2004 en regard de 2003 (en millions de dollars) ¹⁾

	Trimestres terminés les 30 septembre				Neuf mois terminés les 30 septembre			
	2003	Variation		2004	2003	Variation		2004
	Produits, déduction faite des redevances	attribuable au :		Produits, déduction faite des redevances	Produits, déduction faite des redevances	attribuable au :		Produits, déduction faite des redevances
	Prix ²⁾	Volume			Prix ²⁾	Volume		
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Gaz produit								
Canada	806	62	102	970	2 534	132	221	2 887
États-Unis	259	32	171	462	776	45	377	1 198
Royaume-Uni, mer du Nord	2	-	8	10	8	4	24	36
Total, gaz produit	1 067	94	281	1 442	3 318	181	622	4 121
Pétrole brut et LGN								
Canada	266	64	(17)	313	809	55	19	883
États-Unis	22	10	18	50	69	19	27	115
Équateur	81	4	74	159	243	(44)	233	432
Royaume-Uni, mer du Nord	15	1	24	40	65	(3)	70	132
Total, pétrole brut et LGN	384	79	99	562	1 186	27	349	1 562

1) Compte tenu des activités poursuivies seulement.

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

L'augmentation du volume des ventes compte pour environ 69 % de la variation des produits enregistrée au cours du troisième trimestre de 2004, déduction faite des redevances, et environ 82 % pour les neuf premiers mois de 2004. Dans le tableau ci-dessus, l'effet des fluctuations de prix est atténué en raison des variations des pertes matérialisées sur les couvertures du prix de marchandises et les couvertures de devises entre les périodes, comme il a été mentionné précédemment.

Volume des ventes trimestrielles
(après redevances)

	2004			2003				2002
	T3 ⁴⁾	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Gaz produit (Mpi³ par jour)								
Canada								
Production	2 138	2 177	2 000	2 008	1 914	1 899	1 922	1 943
Diminution des stocks	-	-	-	-	-	-	120	117
Ventes, Canada ⁵⁾	2 138	2 177	2 000	2 008	1 914	1 899	2 042	2 060
États-Unis ⁵⁾	958	824	684	654	604	558	534	516
Royaume-Uni	32	36	28	20	7	12	13	8
	3 128	3 037	2 712	2 682	2 525	2 469	2 589	2 584
Pétrole et LGN (barils par jour) ¹⁾								
Ventes, Canada ⁵⁾	154 726	157 935	156 640	164 859	163 179	149 292	148 147	148 196
Ventes, États-Unis ⁵⁾	14 947	12 752	9 237	9 612	9 691	10 376	8 148	10 162
Équateur								
Production	76 567	78 376	76 320	72 731	54 582	36 754	39 893	34 856
Volume transféré au pipeline OCP ²⁾	-	-	-	-	(4 919)	(2 039)	(5 941)	-
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	(1 721)	(73)	4 662	4 621	(9 856)	2 506	(2 679)	1 044
Ventes, Équateur	74 846	78 303	80 982	77 352	39 807	37 221	31 273	35 900
Royaume-Uni	14 889	20 728	18 088	15 067	5 813	9 019	10 610	7 786
	259 408	269 718	264 947	266 890	218 490	205 908	198 178	202 044
Total (bep par jour) ³⁾	780 741	775 885	716 947	713 890	639 323	617 408	629 678	632 711

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 kpi³ pour 1 bep.

4) Les volumes trimestriels traduisent une diminution, en raison des cessions de propriétés en 2004, de 81 Mpi³/j de gaz naturel et de 22 kb/j de LGN, soit un total d'environ 36 kbep/j.

5) Compte tenu des volumes de ventes de Tom Brown, Inc. en 2004 :

	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (b/j)	
	T3	T2	T3	T2
Canada	18	9	923	511
États-Unis	257	123	4 949	2 689
Total des volumes	275	132	5 872	3 200

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

	Trimestres terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre		
	2004 ⁴⁾	2004 en regard de 2003	2003	2004 ⁵⁾	2004 en regard de 2003	2003
<i>(en millions de dollars)</i>		%			%	
Gaz produit (<i>Mpi³ par jour</i>)						
Canada						
Production	2 138	12	1 914	2 105	10	1 913
Diminution des stocks	-	-	-	-	-	38
Ventes, Canada ⁶⁾	2 138	12	1 914	2 105	8	1 951
États-Unis ⁶⁾	958	59	604	823	45	566
Royaume-Uni	32	357	7	32	191	11
	3 128	24	2 525	2 960	17	2 528
Pétrole et LGN (<i>barils par jour</i>) ¹⁾						
Ventes, Canada ⁶⁾	154 726	-5	163 179	156 428	2	153 595
Ventes, États-Unis ⁶⁾	14 947	54	9 691	12 322	31	9 413
Équateur						
Production	76 567	40	54 582	77 086	76	43 797
Volume transféré au pipeline OCP ²⁾	-	-	(4 919)	-	-	(4 296)
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	(1 721)	-	(9 856)	946	-	(3 369)
Ventes, Équateur	74 846	88	39 807	78 032	116	36 132
Royaume-Uni	14 889	156	5 813	17 890	111	8 463
	259 408	19	218 490	264 672	27	207 603
Total (<i>bep par jour</i>) ³⁾	780 741	22	639 323	758 005	21	628 936

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 kpi³ pour 1 bep.

4) Les volumes trimestriels traduisent une diminution, en raison des cessions de propriétés en 2004, de 81 Mpi³/j de gaz naturel et de 22 kb/j de LGN, soit un total d'environ 36 kbep/j.

5) Les volumes des neuf premiers mois traduisent une diminution, en raison des cessions de propriétés en 2004, de 41 Mpi³/j de gaz naturel et de 16 kb/j de LGN, soit un total d'environ 23 kbep/j.

6) Les chiffres de 2004 incluent les volumes de ventes attribuables à l'acquisition de TBI. Pour le trimestre terminé le 30 septembre, les volumes de ventes en Amérique du Nord incluent 275 Mpi³/j de gaz naturel et 5 872 b/j de LGN. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre, les volumes de ventes en Amérique du Nord incluent 136 Mpi³/j de gaz naturel et 3 035 b/j de LGN.

Les volumes des neuf premiers mois de 2004 sont plus élevés de 21 % ou de 129 069 bep par jour par rapport à la période correspondante de 2003. L'augmentation des volumes de ventes de gaz naturel au Canada du troisième trimestre et de la période de neuf mois de 2004 résulte principalement de la réussite des programmes de forage de zones de ressources situées dans les plaines du sud de l'Alberta. Aux États-Unis, les volumes de ventes de gaz naturel du troisième trimestre de 2004 se sont accrus grâce à l'acquisition de TBI, au deuxième trimestre de 2004, et au programme de forage à Mamm Creek. La hausse des volumes de ventes de gaz naturel aux États-Unis au cours des neuf premiers mois de 2004 est surtout attribuable aux forages des zones de ressources à Mamm Creek, à Jonah et à la propriété au nord du Texas, et grâce à l'acquisition de TBI.

Les volumes de ventes de liquides de gaz naturel ont augmenté au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2004 principalement grâce au volume acheminé en septembre 2003 sur le pipeline OCP, en Équateur, et grâce à une participation accrue dans les champs Scott et Telford du Royaume-Uni. L'augmentation des ventes de liquides de gaz naturel en Amérique du Nord du troisième trimestre de 2004, qui découle des projets de mise en valeur à Foster Creek et à Pelican Lake, a été nettement contrebalancée par la baisse de volumes attribuable à la cession de Petrovera au premier trimestre de 2004 et à d'autres cessions d'actifs secondaires conclues au troisième trimestre de 2004. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004, les volumes de ventes de liquides de gaz naturel en Amérique du Nord ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2003 parce que les travaux de mise en valeur se sont poursuivis à Foster Creek et parce que les forages à Suffield, de même que le programme d'injection d'eau à Pelican Lake, ont donné de bons résultats. Ces facteurs ont toutefois été contrebalancés par la cession de Petrovera et d'autres cessions d'actifs secondaires au troisième trimestre de 2004.

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

Trimestres terminés les 30 septembre	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%		2004	%	
Prix ¹⁾	\$ 5,10	11	\$ 4,61	\$ 5,36	11	\$ 4,82	\$ 3,84	47	\$ 2,62
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,09	13	0,08	0,57	24	0,46	-	-	-
Transport et vente	0,37	-8	0,40	0,26	-33	0,39	2,34	-11	2,63
Exploitation	0,50	-	0,50	0,36	9	0,33	-	-	-
Revenu net	4,14		3,63	4,17		3,64	1,50		(0,01)
Volume des ventes de gaz (en Mpi ³ par jour)	2 138	12	1 914	958	59	604	32	357	7

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

Neuf mois terminés les 30 septembre	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%		2004	%	
Prix ¹⁾	\$ 5,17	3	\$ 5,03	\$ 5,49	11	\$ 4,95	\$ 4,07	47	\$ 2,76
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,08	33	0,06	0,63	29	0,49	-	-	-
Transport et vente ²⁾	0,38	6	0,36	0,32	-11	0,36	2,28	6	2,16
Exploitation	0,52	6	0,49	0,36	29	0,28	-	-	-
Revenu net	4,19		4,12	4,18		3,82	1,79		0,60
Volume des ventes de gaz (en Mpi ³ par jour)	2 105	8	1 951	823	45	566	32	191	11

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

2) Les frais de transport et de vente unitaires de 2004 aux États-Unis ne tiennent pas compte d'un paiement ponctuel de 21 M\$ qui a été effectué pour mettre fin à un contrat de transport à long terme.

Le prix moyen du gaz naturel du troisième trimestre de 2004, compte non tenu des opérations de couverture, reflète la hausse du prix de référence NYMEX et AECO sur le gaz naturel, dont l'effet a été partiellement réduit par l'augmentation des écarts applicables relativement au trimestre correspondant de 2003. L'élargissement des écarts entre les prix du gaz naturel a fait contreponds à l'augmentation de 16 %, pour le troisième trimestre, du prix NYMEX (3 % pour les neuf mois écoulés) par rapport aux périodes correspondantes de 2003. Les pertes matérialisées sur les couvertures du prix du gaz naturel et les couvertures de devises ont été d'environ 44 M\$, soit 0,15 \$ le million de pieds cubes, au troisième trimestre de 2004, contre environ 14 M\$ et 0,06 \$ le million de pieds cubes au troisième trimestre de 2003. Pour les neuf premiers mois de 2004, ces pertes totalisent près de 133 M\$, soit 0,16 \$ le million de pieds cubes, contre environ 129 M\$ et 0,19 \$ le million de pieds cubes pour la période correspondante de 2003.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production américaine du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2004 affichent une hausse en regard de celles des périodes correspondantes de 2003 en raison de l'effet combiné de la montée des prix et de la majoration des taux d'impôt effectifs au Colorado qui découle d'un accroissement important du volume de production venant du Colorado.

Les frais de transport et de vente unitaires pour le gaz naturel canadien ont augmenté au cours des neuf premiers mois de 2004 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. Aux États-Unis, les frais de transport et de vente unitaires pour le gaz naturel du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2004 ont reculé en regard de ceux des périodes correspondantes de 2003 par suite de l'acquisition de TBI, dont la production pour la plupart est vendue à la tête du puits et nécessite donc moins de frais de transport. Au Royaume-Uni, les frais

de transport et de vente pour les neuf premiers mois de 2004 se sont accrus en regard de ceux de la période correspondante 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 le gaz naturel canadien ont été les mêmes aux troisièmes trimestres de 2004 et de 2003, mais ont été plus élevées de 0,03 \$ pour la période de neuf mois de 2004, surtout en raison de la hausse de la valeur du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain. Aux États-Unis, les charges d'exploitation unitaires de gaz naturel du trimestre et de la période de neuf mois écoulés ont dépassé celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent 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 septembre

Pétrole brut (en \$ le baril)

	Amérique du Nord			Équateur			Royaume-Uni		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%		2004	%	
Prix ¹⁾	\$ 31,49	55	\$ 20,26	\$ 33,47	51	\$ 22,13	\$ 40,88	46	\$ 27,92
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,34	143	(0,80)	2,62	482	0,45	-	-	-
Transport et vente	1,42	125	0,63	2,36	-	2,36	2,44	23	1,98
Exploitation	5,42	-9	5,93	4,35	-	4,33	9,98	52	6,55
Revenu net	24,31		14,50	24,14		14,99	28,46		19,39
Volume des ventes de pétrole brut (barils par jour)	142 506	-5	149 582	74 846	88	39 807	12 819	138	5 384

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

LGN ¹⁾ (en \$ le baril)

	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%		2004	%	
Prix ¹⁾	\$ 33,46	42	\$ 23,52	\$ 36,09	42	\$ 25,50	\$ 25,82	38	\$ 18,69
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	4,05	53	2,64	-	-	-
Transport et vente	0,45	-22	0,58	-	-	-	0,44	-78	2,01
Revenu net	33,01		22,94	32,04		22,86	25,38		16,68
Volume des LGN (barils par jour)	12 804	-7	13 758	14 363	51	9 530	2 070	383	429

1) Les LGN incluent le condensat.

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

Pétrole brut (en \$ le baril)

	Amérique du Nord			Équateur			Royaume-Uni		
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003
	\$	%	\$	\$	%	\$	\$	%	\$
Prix ¹⁾	27,70	22	22,73	28,25	14	24,68	35,16	22	28,74
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	0,35	-	-	1,93	9	1,77	-	-	-
Transport et vente	1,36	8	1,26	2,30	-3	2,37	2,04	-4	2,13
Exploitation	5,29	-11	5,92	4,17	-16	4,99	7,08	61	4,41
Revenu net	20,70		15,55	19,85		15,55	26,04		22,20
Volume des ventes de pétrole brut (barils par jour)	143 172	3	139 187	78 032	116	36 132	15 855	105	7 737

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

LGN ¹⁾ (en \$ le baril)

	Canada			États-Unis			Royaume-Uni		
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003
	\$	%	\$	\$	%	\$	\$	%	\$
Prix ¹⁾	29,65	24	23,99	34,15	26	27,07	23,79	15	20,69
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	3,77	108	1,81	-	-	-
Transport et vente	0,39	105	0,19	-	-	-	1,19	-20	1,49
Revenu net	29,26		23,80	30,38		25,26	22,60		19,20
Volume des ventes de LGN (barils par jour)	13 452	-8	14 591	12 126	31	9 230	2 035	180	726

1) Les LGN incluent le condensat.

La hausse du prix moyen du pétrole brut au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois 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 des périodes correspondantes de 2003. L'augmentation du prix du pétrole brut WTI, de 45 % au cours du troisième trimestre de 2004, et de 27 % au cours de la période de neuf mois, comparativement aux périodes correspondantes de 2003 a été partiellement annulée par l'élargissement des écarts de prix sur le brut (accroissement de 49 % pour le troisième trimestre et de 44 % pour les neuf premiers mois) 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 de devises et du prix du pétrole brut ont totalisé quelque 221 M\$ (9,28 \$ par baril de liquides) au cours du troisième trimestre de 2004, contre des pertes d'environ 44 M\$ (2,18 \$ par baril de liquides) au cours du troisième trimestre de 2003. Pour les neuf premiers mois de 2004, les pertes matérialisées sur les opérations de couverture de devises et du prix du pétrole brut ont totalisé quelque 515 M\$ (7,11 \$ par baril de liquides), contre des pertes d'environ 154 M\$ (2,71 \$ par baril de liquides) pour la période correspondante de 2003.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production nord-américaine du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2004 ont, en regard de celles des périodes correspondantes de 2003, monté surtout en raison des modifications apportées à l'impôt minier d'exercices antérieurs, qui ont été comptabilisées au troisième trimestre de 2003, ce qui avait réduit les impôts miniers d'environ 16 M\$ (0,42 \$ par baril) pour les neuf premiers mois de 2003. Cette montée est en partie compensée par la proportion accrue de la production issue de propriétés non assujetties à la taxe à la production et à l'impôt minier et par la cession de plusieurs propriétés qui y étaient assujetties. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et de l'impôt minier en Équateur ont augmenté de 2,17 \$ le baril pour le troisième trimestre de 2004 et de 0,16 \$ le baril pour la

période de neuf mois écoulée, comparativement à celles des périodes correspondantes de 2003, en raison de 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 troisième trimestre écoulé, les frais unitaires de transport et de vente du pétrole brut en Amérique du Nord ont été supérieurs à ceux du troisième trimestre de 2003 de 0,79 \$ le baril. Cette hausse 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. Elle est aussi attribuable à un bris de pipeline à Pelican Lake, ce qui a occasionné des frais de camionnage et de réparation supplémentaires au cours du troisième trimestre de 2004. Pour les neuf premiers mois de l'exercice en cours, les frais unitaires de transport et de vente du pétrole brut en Amérique du Nord ont été supérieurs à ceux de la période correspondante de 2003 de 0,10 \$ le baril, surtout à cause de l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain. Les frais unitaires de transport et de vente en Équateur pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004 ont diminué puisque les charges d'exploitation nettes du pipeline OCP ont été moindres.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2004 pour le pétrole brut ont fléchi de 0,51 \$ et de 0,63 \$ par baril, respectivement, en regard de celles des périodes correspondantes de 2003. Ce fléchissement s'explique par la vente de la participation de la société dans Petrovera, dont les charges d'exploitation étaient relativement plus élevées, et par la baisse des charges fixes unitaires découlant d'un accroissement de volume. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. En Équateur, une forte proportion des charges d'exploitation est fixe, ce qui explique que, en regard des charges d'exploitation unitaires des neuf premiers mois de 2003, celles des neuf premiers mois de 2004 ont baissé à mesure que le volume des ventes s'est accru. Pour le troisième trimestre de 2004, les charges d'exploitation unitaires du pétrole brut en Équateur se sont légèrement accrues à cause d'une augmentation des frais de reconditionnement au cours de ce trimestre. Au Royaume-Uni, l'augmentation des charges d'exploitation du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2004 relativement au pétrole brut tient surtout à la remise en état des plateformes, à l'accroissement des coûts de carburant et des frais de maintenance et au changement de parité entre le dollar américain et la livre sterling.

Activités médianes et commercialisation

Résultats financiers (en millions de dollars)

Trimestres terminés les 30 septembre

	Activités médianes			Commercialisation			Total		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%		2004	%	
Produits	\$ 158	-12	\$ 180	\$ 731	22	\$ 601	\$ 889	14	\$ 781
Charges									
Transport et vente	-	-	-	4	-64	11	4	-64	11
Exploitation	65	14	57	12	71	7	77	20	64
Produits achetés	88	-21	112	712	23	580	800	16	692
Amortissement et épuisement	8	14	7	-	-	2	8	-11	9
	(3)		4	3		1	-		5

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

	Activités médianes			Commercialisation			Total		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%		2004	%	
Produits	\$ 881	36	\$ 649	\$ 2 325	13	\$ 2 064	\$ 3 206	18	\$ 2 713
Charges									
Transport et vente	-	-	-	20	-55	44	20	-55	44
Exploitation	192	2	188	32	-40	53	224	-7	241
Produits achetés	655	55	423	2 254	14	1 983	2 909	21	2 406
Amortissement et épuisement	58	222	18	2	-33	3	60	186	21
	(24)		20	17		(19)	(7)		1

Au cours du troisième trimestre et de la période de neuf mois de 2004, les produits et les charges au titre des marchandises achetées dans les activités médianes et commercialisation se sont accrus par rapport à ceux des périodes comparables de 2003, principalement en raison de la montée du prix des marchandises. Les diminutions des frais de transport et de vente au cours du troisième trimestre et depuis le début de l'exercice jusqu'au 30 septembre 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 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 depuis le début de l'exercice.

L'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement au cours des neuf premiers mois de 2004 s'explique surtout par une perte de valeur, 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)

Éléments non sectoriels (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre		
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003
	2004	%		2004	%	
Produits, déduction faite des redevances	\$ (501)	-	\$ 1	\$ (1 033)	-	\$ 2
Charges						
Exploitation	1	-	-	(4)	-	-
Amortissement et épuisement	14	-	14	44	38	32
Administration	43	5	41	136	12	121
Intérêts, montant net	103	45	71	278	38	202
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	8	60	5	20	33	15
Gains de change	(288)	1 340	(20)	(209)	-52	(436)
Rémunération à base d'actions	5	-17	6	14	17	12
Gain à la cession	-	-	-	(35)	-	-
Charge d'impôts sur les bénéfices	77	-62	205	122	-64	342

Pour le troisième trimestre de 2004, les produits des activités non sectorielles, déduction faite des redevances, comprennent des pertes non matérialisées de quelque 500 M\$, établies en fonction de la valeur du marché, au titre des contrats de couverture du prix de marchandises. Les produits tirés des activités non sectorielles depuis le début de l'exercice, déduction faite des redevances, comprennent des pertes d'environ 1 035 M\$, établies en fonction de la valeur du marché, relatives aux contrats de couverture du prix des marchandises. Les autres gains à la valeur du marché (de 7 M\$ depuis le début de l'exercice) sur les instruments financiers dérivés, qui ont trait aux intérêts et à la consommation d'électricité, sont comptabilisés dans les comptes « Intérêts, montant net » et « Charges d'exploitation », respectivement.

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 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 troisième 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 0,10 \$ par bep, pour s'établir à 0,60 \$ par bep, pour le troisième trimestre de 2004 (0,65 \$ par bep depuis le début de l'exercice), contre 0,70 \$ par bep pour le troisième trimestre de 2003 (0,70 \$ 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 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 du gain de change non matérialisé de 288 M\$ pour le troisième trimestre résulte de l'écart entre les taux de change au 30 juin 2004 et au 30 septembre 2004 à la conversion de la dette libellée en dollars américains contractée au Canada, comme il a été mentionné précédemment dans le présent rapport de gestion. 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 en résultant est comptabilisé dans les résultats consolidés.

Le taux d'imposition réel pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2004, qui fait l'objet d'une description à la note 8 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires, est de 16 % et de 12 %, respectivement, contre 42 % et 16 % respectivement pour les périodes correspondantes de 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.

EnCana a vendu des participations pétrolières et gazières de telle sorte qu'elle a conservé une certaine assiette fiscale connexe, ce qui a entraîné une diminution de la charge d'impôts de 59 M\$ pour le troisième trimestre de 2004 et de 162 M\$ pour la période de neuf mois écoulée.

La charge d'impôts exigibles pour le troisième trimestre de 2004 a atteint 124 M\$, contre 51 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 Alberta Energy Company Ltd. (« 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 en capitaux

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les			Neuf mois terminés les		
	30 septembre			30 septembre		
	2004 en regard de			2004 en regard de		
	2004	2003	2003	2004	2003	2003
	\$	%	\$	\$	%	\$
Activités en amont						
Canada	598	-33	897	2 282	9	2 096
États-Unis	325	16	279	851	38	615
Équateur	53	-18	65	163	-5	172
Royaume-Uni	82	332	19	290	544	45
Autres pays	15	-	15	49	-22	63
Total pour les activités en amont	1 073	-16	1 275	3 635	22	2 991
Activités médianes et commercialisation	15	-74	58	40	-74	154
Activités non sectorielles	10	43	7	28	-26	38
Dépenses en immobilisations essentielles	1 098	-18	1 340	3 703	16	3 183
Acquisition de Tom Brown, Inc. ¹⁾	-	-	-	2 335	-	-
Acquisitions ²⁾	49	-49	96	189	-59	462
Cessions ³⁾	(940)	-	-	(1 359)	-	(19)
Investissement de capitaux, montant net ⁴⁾	207	-86	1 436	4 868	34	3 626

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

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

3) Le montant net de l'acquisition de Petrovera, pour 253 M\$, et de sa cession par la suite, pour 540 M\$, a été inclus dans les cessions au premier trimestre de 2004.

4) Compte non tenu des activités abandonnées.

Les dépenses en immobilisations essentielles de la société pour le troisième trimestre de 2004 ont été en grande partie contrebalancées par les cessions d'actifs non essentiels dont il a été question dans le rapport de gestion du deuxième trimestre. L'accroissement des dépenses en immobilisations essentielles liées aux activités en amont pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004 en regard de la période correspondante de 2003 s'explique surtout par la mise en valeur continue des propriétés pétrolières et gazeuses d'EnCana en Amérique du Nord. La croissance d'environ 1,2 G\$ des investissements en capitaux pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2004 en regard de la période correspondante de 2003 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. Ces dépenses en immobilisations ont été en partie contrebalancées par des cessions d'actifs non essentiels de 1,4 G\$. 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

La diminution des dépenses en immobilisations liées aux activités en amont au troisième trimestre de 2004 en regard du même trimestre de 2003 est en grande partie attribuable aux acquisitions de terrains à Cutbank Ridge, en septembre 2003. Les dépenses en immobilisations liées aux activités en amont se sont accrues depuis le début de l'exercice 2004 comparativement à la période correspondante de 2003 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. Depuis le début de l'exercice 2004, la fluctuation du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien a entraîné une hausse d'environ 168 M\$ des dépenses en immobilisations 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 ainsi qu'au Texas. Au Royaume-Uni, ces dépenses sont surtout engagées pour les activités liées à la mise en valeur du gisement Buzzard. La société a foré 3 998 puits nets du début de l'exercice au 30 septembre 2004 contre 4 113 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 le 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

Au troisième trimestre de 2004, la société s'est départie de diverses propriétés non essentielles en Amérique du Nord, pour une contrepartie d'environ 940 M\$. Il est question de cette opération dans le rapport de gestion du deuxième trimestre. Les cessions réalisées au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 totalisent environ 1,4 G\$.

Les autres acquisitions et cessions importantes des deux premiers trimestres de 2004 sur lesquelles la société a communiqué des informations incluent l'acquisition de TBI pour environ 2,7 G\$, dont 0,4 G\$ de dette acquise, l'augmentation de la participation de la société dans les champs Scott et Telford au Royaume-Uni pour environ 112 M\$ et la cession de la participation de la société dans Petrovera, pour environ 287 M\$.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Les flux de trésorerie d'EnCana liés aux activités poursuivies se sont établis à 1 363 M\$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2004, soit une hausse de 390 M\$ sur la période correspondante de 2003 et à 3 489 M\$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, en hausse de 286 M\$ par rapport à la période correspondante de 2003. La progression des flux de trésorerie pendant le trimestre et depuis le début de l'exercice est surtout attribuable à la hausse des produits découlant de la croissance du volume des ventes, au raffermissement du prix des marchandises contrebalancé par l'accroissement des pertes matérialisées sur les couvertures du prix des marchandises, à une hausse de la provision pour impôts exigibles et à l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Au cours du troisième trimestre de 2004, la dette à long terme, plus la partie à court terme de la dette à long terme, a reculé de 729 M\$ par rapport au trimestre précédent terminé le 30 juin 2004, en raison des cessions et de la progression des flux de trésorerie. Au 30 septembre 2004, la dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement, s'élevait à 9 014 M\$, contre 5 931 M\$ au 31 décembre 2003. Au 30 septembre 2004, le fonds de roulement de la société affichait une position déficitaire de 978 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 674 M\$, et de la charge d'impôts exigibles de 526 M\$. 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 et les dépenses en immobilisations. Ces activités se sont traduites par une augmentation de 2 211 M\$ de la dette à long terme, plus la partie à court terme de la dette à long terme au 30 septembre 2004 par rapport au montant inscrit à la fin de l'exercice 2003.

La dette nette s'est élevée à 43 % de la structure du capital au 30 septembre 2004, en hausse par rapport à 34 % au 31 décembre 2003, à cause surtout de l'acquisition de TBI et de l'incidence de la comptabilisation à la valeur du marché de la perte non matérialisée relative aux instruments dérivés. 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 ont recours à cette mesure pour évaluer la santé financière de la société.

Les agences de notation ont confirmé les cotes de crédit à long terme d'EnCana à la fin du troisième trimestre. Standard & Poor's a confirmé la cote A- de la société avec une « perspective négative », Dominion Bond Rating Services a confirmé la cote A (faible) d'EnCana et la tendance « négative » et Moody's a réduit la cote d'EnCana à Baa2 Stable. Les agences prévoient continuer de surveiller l'exploitation et le rendement financier de la société jusqu'à la fin de l'exercice.

Le 29 juillet, EnCana a procédé à un placement public aux États-Unis de billets d'une valeur de 250 M\$, qui viennent à échéance en 2009 et portent intérêt à 4,60 %, et de billets d'une valeur de 750 M\$, qui viennent à échéance en 2034 et portent intérêt à 6,50 %. Le produit de ces émissions a servi principalement à rembourser des papiers bancaires et commerciaux.

En septembre 2004, EnCana a déposé auprès de plusieurs organismes de réglementation des valeurs mobilières un prospectus préalable l'autorisant à émettre à l'occasion des titres d'emprunt jusqu'à concurrence d'un montant global de 2 G\$. Ce prospectus préalable a remplacé le prospectus préalable précédent visant des titres d'emprunt de 2 G\$, qui est venu à échéance le 22 septembre 2004. Aucune émission n'a été réalisée en vertu du nouveau prospectus préalable.

Le 9 août 2004, EnCana a racheté la totalité de ses débetures subordonnées de second rang non garanties à 8,50 % venant à échéance en 2048, d'une somme en capital globale de 200 M\$ CA, à leur valeur nominale plus les intérêts courus. Le 30 septembre 2004, EnCana a racheté, à leur valeur nominale, tous les titres privilégiés d'une somme en capital globale de 150 M\$ portant intérêt à 9,50 % et venant à échéance en 2048.

Au 30 septembre 2004, la société disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées de 1 865M\$.

En octobre 2003, EnCana a reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation 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 pouvait racheter pour annulation au plus 23,2 millions de ses actions ordinaires sur 12 mois se terminant le 21 octobre 2004. Au cours du troisième trimestre de 2004, EnCana n'a procédé à aucun rachat aux termes de l'offre. 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. Depuis le début de l'offre en octobre 2003 jusqu'à son échéance en octobre 2004, la société avait acheté pour annulation quelque 9,1 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 51,56 \$ CA par action.

Le 26 octobre 2004, la société a reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal de ses activités. L'offre entre en vigueur le 29 octobre 2004 pour une période de 12 mois. Aux termes de cette offre, EnCana sera en mesure de racheter pour annulation au plus 23,1 millions de ses actions ordinaires, ce qui représente 5 % des quelque 462 millions d'actions ordinaires en circulation au 15 octobre 2004.

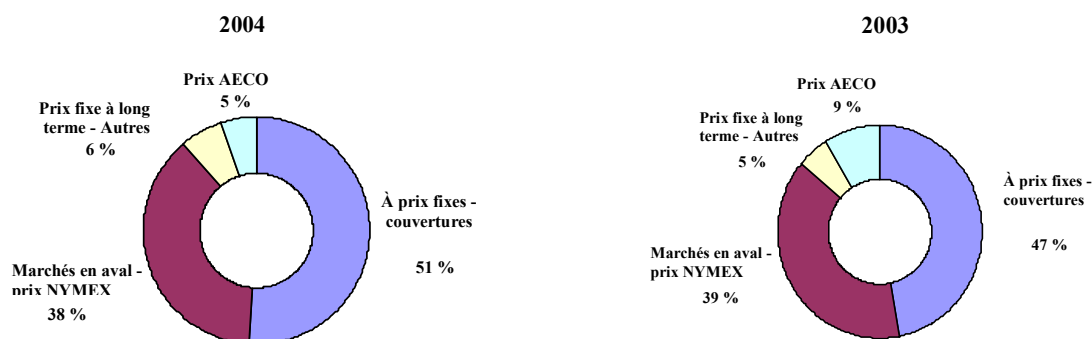
CONTEXTE COMMERCIAL

Gaz naturel

Prix de référence du gaz naturel (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre			Exercice
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	2003
	\$	%	\$	\$	%	\$	\$
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	6,66	6	6,29	6,69	-5	7,07	6,70
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	5,76	16	4,97	5,81	3	5,66	5,39
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	5,06	16	4,37	5,02	22	4,10	4,12
Écart AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	0,70	84	0,38	0,78	5	0,74	0,65
Écart Rocheuses/NYMEX (\$/Mbtu)	0,70	17	0,60	0,80	-49	1,56	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. Le fléchissement des cours moyens du gaz AECO depuis le début de l'exercice 2004 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2003 peut être attribué à des écarts plus grands par rapport au NYMEX au troisième trimestre ainsi qu'à l'appréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien. L'écart accru AECO/NYMEX au troisième trimestre de 2004 par rapport à celui du troisième 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 dans l'Est canadien.

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 naturel (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre			Exercice
	2004	2004 en regard de 2003	2003	2004	2004 en regard de 2003	2003	
	\$	%	\$	\$	%	\$	\$
WTI	43,89	45	30,21	39,21	27	30,94	30,99
Brent à une date donnée	41,54	46	28,41	36,28	27	28,65	28,84
Écart WTI/Bow River	12,09	49	8,12	10,72	44	7,42	8,01
Écart WTI/NAPO par l'OCP (Équateur) ¹⁾	14,31	85	7,75	12,71	64	7,75	8,06
Écart WTI/Oriente (Équateur)	11,63	118	5,34	9,07	63	5,57	5,59

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

La croissance continue de la demande en Asie et en Amérique du Nord, les incertitudes quant à l'approvisionnement au Moyen-Orient et en Afrique occidentale de même que les dommages subis récemment par les plates-formes de forage dans le golfe du Mexique ont entraîné une hausse marquée du prix du pétrole brut WTI au troisième trimestre de 2004 et depuis le début de l'exercice 2004, comparativement aux périodes correspondantes en 2003.

L'écart entre le prix du lourd canadien WTI et celui de Bow River s'est creusé au troisième 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 72 % pour le troisième trimestre de 2004, contre 73 % pour le troisième 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 troisième 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.

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 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre			Exercice
	2004 en regard de 2003		2003	2004 en regard de 2003		2003	2003
	2004	%	\$	2004	%	\$	\$
Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain à la fin de la période	0,791	7	0,741	0,791	7	0,741	0,774
Taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain	0,765	6	0,725	0,753	7	0,701	0,716

La hausse du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain pour le troisième 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.

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 septembre 2004, 462 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, contre 465 millions d'actions ordinaires au 30 septembre 2003 et 461 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2003. Aucune action privilégiée n'était en circulation au 30 septembre 2004 ni au 30 septembre 2003.

Des options sur actions ont été octroyées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au cours du troisième trimestre de 2004, environ 1,0 million d'actions ordinaires ont été émises en vertu de ces régimes (6,9 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 le décrit la section sur les liquidités et les ressources en capital du présent rapport de gestion, la société n'a racheté pour annulation aucune de ses actions ordinaires au troisième trimestre. Elle a racheté pour annulation 5,5 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 55,37 \$ CA durant les neuf premiers mois 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 une analyse des contrats physiques.

Au 30 septembre 2004, la société devait 2 446 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 846 M\$ de ce montant est lié à une facilité de crédit relais qui a été mise en place pour financer l'acquisition de TBI. Cette facilité doit être réduite à 450 M\$ d'ici août 2005 et remboursée en entier d'ici mai 2006. En ce qui a trait au solde des facilités de crédit renouvelables en cours et aux emprunts à terme d'environ 1 600 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 septembre 2004, EnCana avait conclu des contrats physiques à prix fixes et de longue durée prévoyant le transport d'environ 48 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 172 milliards de pieds cubes à un prix moyen pondéré de 3,55 \$ le millier de pieds cubes. Au 30 septembre 2004, ces opérations représentaient une perte non matérialisée de 177 M\$.

En Équateur, une filiale de la société détient une participation de 40 % relativement au bloc 15, en vertu d'un contrat passé avec un tiers. La société pétrolière d'État de l'Équateur a avisé officiellement le tiers d'un différend contractuel dont les détails se trouvent à la note 15 des notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

De plus, la société est partie à un processus d'arbitrage relatif à la taxe sur la valeur ajoutée et participe à des pourparlers sur certaines questions fiscales touchant la déductibilité des intérêts en Équateur.

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 au motif 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. EnCana n'est plus une partie intimée dans les recours intentés devant les tribunaux de New York; seule WD est encore défenderesse. 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^{er} janvier 2004 les modifications apportées à la norme de comptabilisation des relations de couverture. Les instruments dérivés en vigueur à cette date qui ne répondent pas aux conditions de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couverture ont été comptabilisés selon la méthode d'évaluation à la valeur du marché dans le bilan consolidé. L'incidence de ce changement de méthode de comptabilisation sur les états financiers consolidés au 1^{er} janvier 2004 de la société a été une augmentation des actifs de 145 M\$, une hausse des passifs de 380 M\$ et une perte nette reportée de 235 M\$. Ces montants sont constatés dans le résultat net à l'échéance du contrat auquel ils se rapportent. Au 30 septembre 2004, une partie de ces pertes nettes (environ 242 M\$) avait été constatée. Le reste du gain net, soit 7 M\$ (5 M\$ après impôts), sera constaté selon les modalités décrites à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Les variations de la juste valeur de ces contrats survenues du 30 juin 2004 au 30 septembre 2004, de même que tous les autres contrats de couverture en vigueur, ont été comptabilisées à la valeur du marché, et une perte de 497 M\$ (321 M\$ après impôts) a été portée aux résultats pour le trimestre terminé le 30 septembre 2004. La totalité des pertes non matérialisées sur les instruments dérivés au 30 septembre 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.

Prix des marchandises

La société gère l'exposition aux risques de marché au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. 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. Pour gérer le risque de valeur marchande auquel s'exposent les flux de trésorerie attendus des programmes d'immobilisations inscrits au budget, et dans d'autres cas, auquel s'exposent certains actifs et certaines obligations, la société a conclu diverses ententes sur instruments financiers qui portent sur le gaz naturel et le pétrole brut, comme il est décrit à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Au 30 septembre 2004, EnCana avait des contrats physiques à prix fixe d'environ 48 Mpi³ par jour et divers contrats physiques à terme sur écart portant sur le gaz naturel des Rocheuses et comportant diverses échéances et divers volumes jusqu'en 2007. Au 30 septembre 2004, ces opérations représentaient des pertes non matérialisées d'environ 17 M\$.

Autres risques

La société réduit d'autres risques au moyen de programmes d'assurances multirisques ou en appliquant des politiques et des normes conformes à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie ou qui sont supérieures à cette réglementation et à ces normes. La société gère aussi les risques tels que l'accès des terrains en communiquant et en négociant avec des interlocuteurs et avec les collectivités où elle mène ses activités. Les risques environnementaux que l'accord de Kyoto, ainsi que d'autres mesures similaires prises aux États-Unis, soulève demeurent les mêmes, comme il est mentionné dans le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

PERSPECTIVES

EnCana compte se concentrer principalement sur l'exploitation de ses zones de ressources en Amérique du Nord pour accroître sa production de gaz naturel et de pétrole brut. Elle possède aussi des actifs importants dans le golfe du Mexique, sur la côte est du Canada, au centre de la mer du Nord au Royaume-Uni et en Équateur. La société prévoit également poursuivre ses programmes d'exploration ciblée et à forte expansion en Amérique du Nord et dans d'autres régions du monde.

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.

Les prévisions du volume des ventes pour 2004 ont été augmentées au deuxième trimestre et représentent une croissance d'environ 15 % par rapport au volume des ventes pour l'ensemble de l'exercice 2003 (d'après le point milieu des prévisions). Les prévisions accrues comprennent un taux de croissance interne de 12 % qui proviendrait du portefeuille de zones de ressources et d'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 zones de ressources de la société en Amérique du Nord depuis le début de l'exercice.

Charges d'exploitation et frais 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 frais d'administration, ils devraient osciller entre 0,60 \$ et 0,70 \$ par bep.

Impôts sur les bénéfices exigibles

À la date des présentes, selon les estimations de prix des marchandises établies par First Call Consensus pour le reste de l'exercice, et selon les estimations de la production et des dépenses en immobilisations faites en fonction du point milieu des prévisions publiques, EnCana prévoit que sa charge d'impôts exigibles pour 2004 se situera dans une fourchette de 675 M\$ à 820 M\$.

NOTE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana de l'information sur la société et sur ses filiales, 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 et par la suite; les plans de la société de se concentrer sur l'exploitation de ses zones de ressources et ses projets d'exploitation internationaux pour augmenter sa production de pétrole et de gaz naturel; les montants pouvant être communiqués dans le cadre du prospectus préalable émis par la société en vertu du régime d'information multinational; les budgets d'investissement en capital prévus pour 2004 et les sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'incidence du programme de gestion des risques de la société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; les projets de la société de racheter des actions en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; la capacité à long terme de la société d'accroître son programme d'endettement; les charges d'exploitation et les frais d'administration projetés pour 2004; l'incidence de l'accord de Kyoto et autres initiatives du même ordre aux États-Unis sur les charges d'exploitation; les taux d'imposition et les impôts à payer prévus pour 2004 et 2005 et la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; les suivis et les examens des agences de notation qui pourraient survenir à l'avenir.

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 (« kpi³ ») 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 (« Mpi³ »). 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 (« pi³ »). 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/pi³, alors que celle de la production provenant des Rocheuses américaines est d'environ 1 110 Btu/pi³. La capacité calorifique moyenne de la production totale du gaz naturel d'EnCana est d'environ 1 040 Btu/pi³, soit 1,04 million d'unités thermiques britanniques (« Mbtu »)/kpi³.

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, LES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET LA DÉFINITION D'ENCANA

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

Certains 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 d'exploitation par action, dilué, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les principes comptables

généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada ») et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans ce rapport en vue de fournir aux actionnaires et aux investisseurs potentiels des informations supplémentaires relatives 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.

Définition d'EnCana

Pour des raisons pratiques, les termes « EnCana », la « société », « nous », « nos » et « notre » qui sont utilisés dans ce rapport de gestion peuvent s'entendre, dans certains cas, de toute entité pertinente qui serait une filiale directe ou indirecte (globalement, les « filiales ») d'EnCana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

Le 26 octobre 2004