



EnCana Corporation

Rapport de gestion

**pour la période terminée le
30 septembre 2007**

Rapport de gestion

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 ») de la période terminée le 30 septembre 2007 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent rapport de gestion.

Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 24 octobre 2007.

Certains termes employés dans le présent rapport sont définis dans l'information fournie sur le pétrole et le gaz naturel, les devises, les mesures non conformes aux PCGR ainsi que la définition d'EnCana contenue sous la rubrique « Mise en garde », qui figure à la fin du présent rapport.

Activités d'EnCana

EnCana est une société de gaz naturel non classique et d'exploitation intégrée de sables bitumineux occupant une place de chef de file en Amérique du Nord.

Elle exploite trois secteurs d'activités poursuivies :

- le secteur Canada, États-Unis et autres, qui englobe les activités en amont d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ainsi que des activités connexes. La société exerce la majorité de ses activités en amont au Canada et aux États-Unis. Les activités d'exploration en mer et internationales visent surtout le Canada atlantique, le Moyen-Orient et la France;
- les activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux qui regroupent, d'une part, les activités d'exploration et de mise en valeur de zones de sables bitumineux au Canada et de production de pétrole lourd au moyen de méthodes de récupération *in situ* et, d'autre part, les activités de transformation par raffinage du pétrole brut en pétrole et en produits chimiques aux États-Unis. Ce secteur représente la participation de 50 % d'EnCana dans la coentreprise avec ConocoPhillips;
- les activités d'optimisation des marchés, qui visent à accroître la vente de la production des activités en amont d'EnCana. Dans le cadre de ces activités, le groupe de la commercialisation procède à l'achat et à la vente de produits à des tiers, afin d'assurer à EnCana une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

Comparaison des résultats de 2007 et de 2006

Au troisième trimestre de 2007, par rapport au troisième trimestre de 2006, EnCana :

- a enregistré 2 218 M\$ de flux de trésorerie provenant des activités poursuivies, découlant principalement de 344 M\$ de flux de trésorerie provenant des activités de raffinage aux États-Unis, soit une hausse de 18 %;
- a constaté une baisse de 10 % du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies, qui s'est établi à 961 M\$ surtout en raison de la vente de participations au Brésil en 2006;
- a enregistré un bénéfice net des activités poursuivies de 934 M\$, soit une baisse de 30 %, en raison surtout de pertes latentes après impôts, établies à la valeur de marché, en 2007, comparativement à des gains en 2006 et à la vente de participations au Brésil mentionnée ci-dessus;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 643 M\$, soit une augmentation de 53 %;
- a accru de 8 % sa production de gaz naturel, qui s'est établie à 3 630 millions de pieds cubes (Mpi³) de gaz par jour (Mpi³/j);
- a augmenté de 15 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel;
- a accru de 33 % la production de pétrole brut à Foster Creek et à Christina Lake pour la faire passer à 57 480 barils par jour (b/j). Après prise en compte de la quote-part de 50 % dans la coentreprise formée avec ConocoPhillips, la production d'EnCana tirée de ces deux biens a baissé de 33 % pour s'établir à 28 740 b/j;

- a enregistré une diminution de 11 % de son prix du gaz naturel, qui s'est établi à 5,10 \$ le millier de pieds cubes (kpi³) et a obtenu, compte tenu de l'incidence des couvertures, un prix moyen pour le gaz naturel de 6,75 \$ le kpi³, en hausse de 3 %;
- a conclu la cession d'actifs en Australie pour un produit de 31 M\$ et a enregistré un gain de 30 M\$ avant impôts (25 M\$ après impôts);
- a annoncé la conclusion d'un accord visant la vente de ses participations résiduelles au Brésil pour environ 165 M\$, moyennant des ajustements à la clôture. La vente est conditionnelle au respect de certains critères de clôture et de l'obtention de certaines approbations auprès des autorités de réglementation. Elle sera comptabilisée à sa clôture, prévue pour le premier trimestre de 2008;
- a racheté environ 3,5 millions de ses actions ordinaires au prix moyen de 61,60 \$ l'action, dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (« OPRA »), au coût total de 218 M\$ au troisième trimestre de 2007.

Pour les neuf premiers mois de 2007, par rapport aux neuf premiers mois de 2006, EnCana :

- a enregistré 6 519 M\$ de flux de trésorerie provenant des activités poursuivies, découlant principalement de 894 M\$ de flux de trésorerie provenant des activités de raffinage aux États-Unis, soit une hausse de 23 %;
- a constaté un bénéfice d'exploitation des activités poursuivies de 3 195 M\$, soit une augmentation de 25 %, en raison principalement des activités provenant des raffineries aux États-Unis, contrebalancée par une diminution des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation à Foster Creek et à Christina Lake;
- a enregistré une baisse de 35 % du bénéfice net lié aux activités poursuivies, qui s'est établi à 2 877 M\$, en raison principalement de pertes latentes après impôts, établies à la valeur du marché, en 2007 comparativement à des gains en 2006, à la vente de participations au Brésil et à une importante économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition en 2006;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 2 289 M\$, soit une augmentation de 1 941 M\$;
- a accru de 5 % sa production de gaz naturel, qui s'est établie à 3 513 Mpi³/j;
- a augmenté de 12 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel;
- a accru de 29 % la production de pétrole brut à Foster Creek et à Christina Lake pour la faire passer à 53 376 b/j. Après prise en compte de la quote-part de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, la production d'EnCana tirée de ces deux biens a fléchi de 36 % pour s'établir à 26 688 b/j;
- a enregistré une baisse de 8 % de son prix du gaz naturel, qui s'est chiffré à 5,91 \$ le kpi³, et a obtenu, compte tenu de l'incidence des couvertures, un prix moyen pour le gaz naturel de 7,19 \$ le kpi³, en hausse de 7 %;
- a conclu la cession d'actifs en Australie pour 31 M\$, de certains actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort pour 159 M\$ et d'activités au Tchad pour 208 M\$;
- a annoncé un accord visant la vente de ses participations résiduelles au Brésil pour environ 165 M\$ moyennant des ajustements à la clôture. La vente est conditionnelle au respect de certains critères et de l'obtention d'approbations auprès des autorités de réglementation et elle sera comptabilisée à la clôture, prévue pour le premier trimestre de 2008;
- a racheté 38,9 millions de ses actions ordinaires au prix moyen de 52,05 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA au coût total de 2 025 M\$ en 2007;
- a haussé son dividende trimestriel à 0,20 \$ par action en 2007 comparativement à 0,075 \$ par action au premier trimestre de 2006 et à 0,10 \$ par action au deuxième et au troisième trimestres de 2006;
- a constitué une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord avec ConocoPhillips.

Contexte commercial

Les résultats financiers d'EnCana sont grandement influencés par les fluctuations du prix des marchandises, dont les écarts de prix, les marges de craquage et le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Le tableau qui suit présente des prix de référence du marché et des taux de change utiles pour comprendre les résultats financiers d'EnCana :

(moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2007	Variation entre 2007 et 2006	2006	2007	Variation entre 2007 et 2006	2006
Prix de référence du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	5,61 \$	-7 %	6,03 \$	6,81 \$	-5 %	7,19 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	6,16	-6 %	6,58	6,83	-8 %	7,45
Prix Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	2,94	-45 %	5,30	4,11	-31 %	5,95
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	5,89	-4 %	6,14	6,56	-2 %	6,71
Écart de base (\$/Mbtu)						
AECO/NYMEX	0,84	-29 %	1,18	0,71	-35 %	1,10
Rocheuses/NYMEX	3,22	152 %	1,28	2,71	81 %	1,50
Texas/NYMEX	0,27	-39 %	0,44	0,27	-63 %	0,73
Prix de référence du pétrole brut						
WTI (\$/baril)	75,15	7 %	70,54	66,22	-3 %	68,26
WCS (\$/baril)	52,71	2 %	51,71	46,86	1 %	46,55
Écart WTI/WCS (\$/baril)	22,44	19 %	18,83	19,36	-11 %	21,71
Marge de craquage 3-2-1 côte américaine du golfe du Mexique (\$/baril) ¹⁾	11,74	7 %	11,00	15,36	26 %	12,18
Change						
Taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain	0,957	7 %	0,892	0,905	2 %	0,883

¹⁾ La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence et un baril de diesel.

Acquisitions et cessions

Fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources en Amérique du Nord, EnCana a procédé aux cessions importantes suivantes en 2007 :

- Cession, le 15 août, d'actifs en Australie pour la somme de 31 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente de 30 M\$ avant impôts (25 M\$ après impôts);
- Cession, le 30 mai, de certains actifs dans le delta du Mackenzie et dans la mer de Beaufort pour la somme de 159 M\$;
- Cession, le 12 janvier, de ses activités au Tchad pour la somme de 208 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente de 59 M\$.

Le 13 septembre, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu un accord visant la vente de ses participations au Brésil pour environ 165 M\$ moyennant les ajustements de clôture. La vente est conditionnelle au respect de certains critères et à l'obtention d'approbations auprès des autorités de réglementation et elle sera comptabilisée à la clôture, qui devrait se produire au premier trimestre de 2008.

En plus de ces cessions d'activités, EnCana a conclu, le 9 février, la vente des actifs du projet de son complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow » pour environ 57 M\$, ce qui correspond dans une large mesure à son investissement à la date de la cession.

Le produit tiré de ces cessions a été affecté principalement au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'EnCana.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie comme les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, exclusion faite des variations nettes des autres actifs et des autres passifs, de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités poursuivies et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités abandonnées, qui sont traités dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies sont une mesure non conforme aux PCGR définie comme les flux de trésorerie, exclusion faite des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées, qui sont traités dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. EnCana s'en sert pour aider les dirigeants et les investisseurs à évaluer la capacité de la société de financer ses programmes de dépenses en immobilisations et de remplir ses obligations financières.

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2007 et 2006

Les flux de trésorerie provenant des activités poursuivies d'EnCana au troisième trimestre de 2007 ont augmenté de 335 M\$, ou de 18 %, par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2006.

L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités poursuivies a résulté des faits suivants :

- les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation des raffineries aux États-Unis se sont élevés à 344 M\$ en 2007, sans chiffre correspondant en 2006;
- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel, pétrole brut et autres) se sont établis à 323 M\$ en 2007 comparativement à des gains après impôts de 133 M\$ en 2006;
- le volume de production de gaz naturel en Amérique du Nord s'est accru en 2007 de 8 % pour se chiffrer à 3 630 Mpi³/j, contre 3 359 Mpi³/j en 2006;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 6 % pour s'établir à 53,37 \$ le baril en 2007, contre 50,37 \$ le baril pour la même période de 2006;

L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités poursuivies a été atténuée par ce qui suit :

- le prix moyen des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 11 % pour se chiffrer à 5,10 \$ le kpi³ en 2007, contre 5,75 \$ le kpi³ en 2006;
- les volumes de production de LGN en Amérique du Nord ont baissé de 13 % en 2007 pour s'établir à 136 383 b/j, contre 156 721 b/j en 2006. La diminution tient compte de l'augmentation du volume de production à Foster Creek et à Christina Lake, laquelle a été compensée par l'apport de ces deux biens à la coentreprise que détiennent à parts égales EnCana et ConocoPhillips et par la baisse normale du rendement des biens classiques.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006

Les flux de trésorerie provenant des activités poursuivies d'EnCana au cours des neuf premiers mois de 2007 ont augmenté de 1 218 M\$ ou 23 %, par rapport à ceux de 2006.

L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités poursuivies a résulté des faits suivants :

- les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation des raffineries aux États-Unis se sont élevés à 894 M\$ en 2007, sans chiffre correspondant en 2006;
- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel, pétrole brut et autres) se sont établis à 777 M\$ comparativement à des gains après impôts de 103 M\$ en 2006;
- le volume de production de gaz naturel s'est accru, en 2007, de 5 % pour se chiffrer à 3 513 Mpi³/j, contre 3 354 Mpi³/j en 2006;
- le prix moyen des liquides en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a grimpé, en 2007, de 3 % pour s'établir à 46,84 \$ le baril, contre 45,36 \$ le baril en 2006.

L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités poursuivies a été atténuée par ce qui suit :

- les volumes de production de LGN en Amérique du Nord ont baissé de 16 % en 2007 pour s'établir à 133 485 b/j, contre 158 152 b/j en 2006. La diminution tient compte de l'augmentation du volume de production à Foster Creek et à Christina Lake, laquelle a été contrebalancée par l'apport de ces deux biens à la coentreprise que détiennent à parts égales EnCana et ConocoPhillips et par le versement de redevances sur la production de Pelican Lake en avril 2006 et la baisse normale du rendement des biens classiques;

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 8 % pour se chiffrer à 5,91 \$ le kpi³ en 2007, contre 6,41 \$ le kpi³ en 2006;
- la charge d'impôts exigibles s'est accrue de 17 % pour s'établir à 974 M\$ en raison de l'augmentation des impôts aux États-Unis sur les activités de raffinage, qui a été contrebalancée par l'avantage fiscal découlant d'une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés au Canada.

BENEFICE NET

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2007 et 2006

Le bénéfice net d'EnCana a régressé de 424 M\$ pour le troisième trimestre de 2007 par rapport à 2006.

Pour le troisième trimestre de 2007, le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana a reculé de 409 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2006. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- Pertes latentes de 69 M\$ après impôts établies à la valeur du marché, contre des gains de 282 M\$ après impôts en 2006;
- Gain d'environ 25 M\$ après impôts à la vente d'actifs en Australie en 2007, contre un gain de 255 M\$ après impôts à la vente de participations au Brésil en 2006;
- Charge d'amortissement et d'épuisement de 988 M\$ en 2007, contre 791 M\$ en 2006;
- Pertes de change de 76 M\$ après impôts en 2007, contre des gains de 1 M\$ après impôts en 2006.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006

Le bénéfice net d'EnCana a diminué de 2 112 M\$ pour les neuf premiers mois de 2007 par rapport à la période correspondante de 2006 en raison d'un gain net après impôts de 533 M\$ à la vente des installations de stockage de gaz naturel et des actifs en Équateur en 2006 et des éléments mentionnés ci-après.

Pour les neuf premiers mois de 2007, le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana a reculé de 1 531 M\$ par rapport à 2006. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- Pertes latentes de 445 M\$ en 2007 après impôts établies à la valeur du marché, contre des gains de 1 258 M\$ après impôts en 2006;
- Économie d'impôts futurs de 37 M\$ par suite des réductions du taux d'imposition fédéral canadien en 2007 comparativement à des réductions des taux d'imposition fédéral et provincial totalisant 457 M\$ en 2006;
- Charge d'amortissement et d'épuisement de 2 730 M\$ en 2007, contre 2 346 M\$ en 2006;

- Pertes de change de 55 M\$ après impôts en 2007, contre des gains de 111 M\$ après impôts en 2006;
- Gain en 2007 de quelque 25 M\$ après impôts à la vente d'actifs en Australie et de quelque 59 M\$ à la cession d'activités au Tchad, comparativement à un gain de 255 M\$ après impôts à la vente de participations au Brésil en 2006.

Il n'y a pas eu d'activités abandonnées en 2007. De plus amples renseignements sur les activités abandonnées pour les périodes correspondantes de 2006 se trouvent à la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui ajustent le bénéfice net et le bénéfice net des activités poursuivies en éliminant des éléments hors exploitation. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers de la société entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations qui sont comparables entre les périodes.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

	Trimestres terminés les 30 septembre				Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			
	2007		2006		2007		2006	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)		Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾
Bénéfice net, montant déjà établi	934 \$	1,24 \$	1 358 \$	1,65 \$	2 877 \$	3,75 \$	4 989 \$	5,90 \$
Ajouter les (pertes) et déduire les gains :								
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	(69)	(0,09)	285	0,34	(445)	(0,58)	1 275	1,51
- gain (perte) de change latent (après impôts) ¹⁾	17	0,03	(3)	-	6	0,01	128	0,15
- gain (perte) à la cession d'activités abandonnées (après impôts) ²⁾	25	0,03	(2)	-	84	0,11	533	0,63
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-	-	-	-	37	0,05	457	0,54
Bénéfice d'exploitation ³⁾⁴⁾	961 \$	1,27 \$	1 078 \$	1,31 \$	3 195 \$	4,16 \$	2 596 \$	3,07 \$

¹⁾ Gain (perte) de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôts. La majorité des emprunts qui composent la dette canadienne libellée en dollars américains sont assortis de dates d'échéance qui excèdent cinq ans.

²⁾ Cession d'actifs en Australie pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007 et cession d'installations d'entreposage pour le trimestre terminé le 30 septembre 2006; cession d'actifs en Australie et d'activités au Tchad pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007; cession d'installations d'entreposage et cession d'activités en Équateur pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006.

³⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des incidences après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

⁴⁾ Les gains ou les pertes latents n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

⁵⁾ Par action ordinaire – dilué.

Sommaire du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	934 \$	1 343 \$	2 877 \$	4 408 \$
Ajouter les (pertes) et déduire les gains :				
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	(69)	282	(445)	1 258
- gain (perte) de change latent (après impôts) ¹⁾	17	(3)	6	128
- gain (perte) à la cession d'activités abandonnées (après impôts) ²⁾	25	-	84	-
- Économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-	-	37	457
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies³⁾⁴⁾	961 \$	1 064 \$	3 195 \$	2 565 \$

¹⁾ Gain (perte) de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôts. La majorité des emprunts qui composent la dette canadienne libellée en dollars américains sont assortis de dates d'échéance qui excèdent cinq ans.

²⁾ Cession d'actifs en Australie pour le trimestre terminé le 30 septembre 2007 et cession d'actifs en Australie et d'activités au Tchad pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007.

³⁾ Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net des activités poursuivies, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts résultant de la cession d'activités abandonnées, des incidences après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

⁴⁾ Les gains ou les pertes latents n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

ACTIVITÉS EN AMONT

Volume de production

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2007		
	2007	2006	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi^3/j)	3 513	3 354	3 630	3 506	3 400
Pétrole brut (b/j)	108 875	133 910	109 967	108 916	107 715
LGN (b/j)	24 610	24 242	26 416	24 500	22 875
Activités poursuivies (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 314	4 303	4 448	4 306	4 184
Activités abandonnées					
Équateur (b/j) ²⁾	-	16 038	-	-	-
Activités abandonnées (Mpi^3e/j) ¹⁾	-	96	-	-	-
Total (Mpi^3e/j)¹⁾	4 314	4 399	4 448	4 306	4 184
		2006			2005
		T4	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi^3/j)		3 406	3 359	3 361	3 343
Pétrole brut (b/j)		130 563	132 814	127 459	141 552
LGN (b/j)		24 106	23 907	24 400	24 421
Activités poursuivies (Mpi^3e/j) ¹⁾		4 334	4 299	4 272	4 339
Activités abandonnées					
Équateur (b/j) ²⁾		-	-	-	48 650
Activités abandonnées (Mpi^3e/j) ¹⁾		-	-	-	292
Total (Mpi^3e/j)¹⁾		4 334	4 299	4 272	4 631
					4 729

¹⁾ Liquides de gaz naturel convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 1 baril = 6 milliers de pieds cubes.

²⁾ Cession des activités en Équateur conclue le 28 février 2006.

Le volume de production résultant des activités poursuivies a monté de 3 % ou 149 Mpi³e/j au troisième trimestre de 2007, et est demeuré pratiquement inchangé durant les neuf premiers mois de 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006 pour les raisons suivantes :

- Accroissement de 15 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana au troisième trimestre de 2007 et de 12 % pour les neuf premiers mois de 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006, atténué par :
- Diminution de 20 % de la production de pétrole brut dans les principales zones de ressources d'EnCana au troisième trimestre de 2007 et de 25 % pour les neuf premiers mois de 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006, après prise en compte de l'apport de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise que détiennent à parts égales EnCana et ConocoPhillips, attribuable à la baisse de rendement normale des biens classiques.

Principales zones de ressources

	Trimestres terminés les 30 septembre				
	Production quotidienne			Activités de forage	
	2007	Variation entre 2007 et 2006	2006	(Nombre de puits nets forés)	
			2007	2006	
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Jonah	588	29 %	455	31	48
Piceance	354	7 %	331	72	48
East Texas	144	36 %	106	9	12
Fort Worth	128	23 %	104	17	22
Greater Sierra	220	5 %	209	27	16
Cutbank Ridge	245	47 %	167	18	35
Bighorn	128	32 %	97	15	7
CBM ¹⁾	256	22 %	209	323	156
Shallow Gas	713	-3 %	734	608	475
	2 776	15 %	2 412	1 120	819
Pétrole (kb/j)					
Foster Creek	52	41 %	37	16	-
Christina Lake	5	-17 %	6	2	-
Quote-part de 50 % du coentrepreneur	(28)	-	-	-9	-
	29	-33 %	43	9	-
Pelican Lake	24	4 %	23	-	-
	53	-20 %	66	9	-
Total (Mpi³e/j)	3 090	10 %	2 809	1 129	819

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre				
	Production quotidienne			Activités de forage	
	2007	Variation entre 2007 et 2006	2006	(Nombre de puits nets forés)	
			2007	2006	
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Jonah	539	18 %	455	112	122
Piceance	346	7 %	324	209	170
East Texas	129	29 %	100	27	48
Fort Worth	119	17 %	102	60	78
Greater Sierra	208	-3 %	214	82	110
Cutbank Ridge	227	42 %	160	70	97
Bighorn	116	32 %	88	52	45
CBM ¹⁾	251	33 %	189	749	572
Shallow Gas	725	-2 %	740	1 265	921
	2 660	12 %	2 372	2 626	2 163
Pétrole (kb/j)					
Foster Creek	48	33 %	36	33	6
Christina Lake	5	-17 %	6	7	2
Quote-part de 50 % du coentrepreneur	(26)	-	-	-20	-
	27	-36 %	42	20	8
Pelican Lake	23	-8 %	25	-	-
	50	-25 %	67	20	8
Total (Mpi³e/j)	2 959	7 %	2 769	2 646	2 171

¹⁾ Suivant l'approbation des autorités réglementaires, les volumes de CBM et le nombre de puits nets forés comprennent les résultats mélangés tirés des intervalles de charbon et de sable.

Gaz produit

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars, sauf les montants
unitaires en dollars par millier de pieds
cubes)

	2007					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/Prix	1 113	\$ 5,36	\$ 598	\$ 4,68	1 711	\$ 5,10
Couvertures réalisées	214		336		550	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	20	0,10	49	0,38	69	0,21
Transport et vente	70	0,34	77	0,60	147	0,44
Exploitation	173	0,83	68	0,52	241	0,72
Flux de trésorerie d'exploitation/ prix net ¹⁾	1 064	\$ 4,09	\$ 740	\$ 3,18	1 804	\$ 3,73
Prix net, couvertures réalisées comprises						5,38
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)		2 243		1 387		3 630

(en millions de dollars, sauf les montants
unitaires en dollars par millier de pieds
cubes)

	2006					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/Prix	1 118	\$ 5,59	\$ 665	\$ 6,04	1 783	\$ 5,75
Couvertures réalisées	184		70		254	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	18	0,09	47	0,43	65	0,21
Transport et vente	74	0,37	64	0,57	138	0,44
Exploitation	157	0,78	64	0,59	221	0,71
Flux de trésorerie d'exploitation/ prix net ¹⁾	1 053	\$ 4,35	\$ 560	\$ 4,45	1 613	\$ 4,39
Prix net, couvertures réalisées comprises						5,21
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)		2 162		1 197		3 359

¹⁾ Le prix net ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Variation des produits tirés des activités poursuivies liées à la production de gaz de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)

	Produits de 2006, déduction faite des redevances		Variation des produits attribuable au :			Produits de 2007, déduction faite des redevances
			Prix ¹⁾	Volume		
Canada	1 302	\$	(23)	\$ 48	\$	1 327
États-Unis	735		71	128		934
Total, gaz produit	2 037	\$	48	\$ 176	\$	2 261

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement au troisième trimestre de 2006, les produits tirés du gaz produit, déduction faite des redevances, ont augmenté, au troisième trimestre de 2007, pour les raisons suivantes :

- Augmentation de 8 % du volume de production de gaz naturel, contrebalancée par une baisse de 11 % du prix du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- Gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises de 550 M\$ ou 1,65 \$ par kpi³ en 2007, comparativement à des gains de 254 M\$ ou 0,82 \$ par kpi³ en 2006.

Le volume de gaz produit aux États-Unis s'est accru de 16 % en 2007 par suite d'activités de forage et d'exploitation fructueuses et de nouvelles installations à Jonah, East Texas, Fort Worth et Piceance. Le volume de gaz produit au Canada augmenté de 4 % en 2007. La réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources situées dans les régions de Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie-Britannique, de Coalbed Methane (« CBM ») dans le centre et le sud de l'Alberta, et de Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta a été atténuée par la baisse de rendement normale des biens classiques.

La baisse de prix du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord en 2007, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec le repli des prix de référence AECO et NYMEX et avec l'élargissement de l'écart entre les prix de base Rocheuses/NYMEX.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers, qui sont habituellement exprimées en pourcentage des produits, ont augmenté en 2007 par rapport à 2006 pour le Canada en raison du taux de change \$ US/\$ CA défavorable. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué aux États-Unis de 0,05 \$ par kpi³ ou 12 % en 2007 par rapport à 2006 par suite principalement de la baisse du prix du gaz naturel dans les Rocheuses américaines.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel au Canada ont diminué de 8 %, soit de 0,03 \$ par kpi³ en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement de l'augmentation des volumes de production, légèrement contrebalancée par l'affermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 5 % ou de 0,03 \$ par kpi³ en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement de la hausse des frais de transport.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel se sont accrues au Canada de 6 %, soit de 0,05 \$ le kpi³, en 2007 par rapport à celles de 2006, à la suite du renforcement du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la hausse des frais de réparation et d'entretien réduits en partie par la baisse des coûts de l'électricité. Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel ont diminué aux États-Unis de 12 %, soit de 0,07 le kpi³, en 2007 par rapport à celles de 2006, ce qui s'explique principalement par le fait que les taux de croissance de la production dans certains sites ont été supérieurs aux taux d'augmentation du total des charges d'exploitation pour ces sites.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars, sauf les montants unitaires en dollars par millier de pieds cubes)

	2007					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/prix	3 724 \$	6,15 \$	1 964 \$	5,51 \$	5 688 \$	5,91 \$
Couvertures réalisées	437		790		1 227	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	62	0,10	127	0,36	189	0,20
Transport et vente	213	0,35	220	0,62	433	0,45
Exploitation	530	0,88	228	0,63	758	0,79
Flux de trésorerie d'exploitation/prix net ¹⁾	3 356 \$	4,82 \$	2 179 \$	3,90 \$	5 535 \$	4,47 \$
Prix net, couvertures réalisées comprises						5,75 \$
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)		2 208		1 305		3 513

	2006					
	Canada		Etats-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/prix	3 772 \$	6,31 \$	2 117 \$	6,60 \$	5 889 \$	6,41 \$
Couvertures réalisées	267		31		298	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	69	0,12	159	0,49	228	0,25
Transport et vente	212	0,36	182	0,52	394	0,41
Exploitation	463	0,78	207	0,64	670	0,73
Flux de trésorerie d'exploitation/prix net ¹⁾	3 295 \$	5,05 \$	1 600 \$	4,95 \$	4 895 \$	5,02 \$
Prix net, couvertures réalisées comprises						5,35 \$
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)	2 178		1 176		3 354	

¹⁾ Le prix net ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Variation des produits tirés des activités poursuivies liées à la production de gaz de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)

	Produits de 2006, déduction faite des redevances		Variation des produits attribuable au :		Produits de 2007, déduction faite des redevances
			Prix ¹⁾	Volume	
Canada	4 039 \$		65 \$	57 \$	4 161 \$
États-Unis	2 148		334	272	2 754
Total, gaz produit	6 187 \$		399 \$	329 \$	6 915 \$

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement aux neuf premiers mois de 2006, les produits tirés du gaz produit, déduction faite des redevances, ont augmenté, aux neuf premiers mois de 2007, pour les raisons suivantes :

- Gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises de 1 227 M\$ ou 1,28 \$ par kpi³ en 2007, comparativement à des gains de 298 M\$ ou 0,33 \$ par kpi³ en 2006;
- Hausse de 5 % du volume de production du gaz naturel atténuée par un fléchissement de 8 % du prix du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 11 % en 2007, par suite des programmes de forage et d'exploitation fructueux, ainsi que de nouvelles installations, à Jonah, East Texas, Piceance et Fort Worth. Le volume de gaz produit au Canada s'est accru de 1 % en 2007. La réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources situées dans les régions de Cutbank Ridge, de CBM et de Bighorn a été atténuée par la baisse de rendement normale des biens classiques.

Le fléchissement de prix du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord en 2007, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec la baisse des prix de référence AECO et NYMEX et avec l'élargissement de l'écart entre les prix de base Rocheuses/NYMEX.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué en 2007 par rapport à 2006 pour le Canada en raison surtout du prix plus bas du gaz naturel, atténué par l'affermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué aux États-Unis de 0,13 \$ par kpi³, ou 27 %, en 2007 par rapport à 2006 par suite principalement de la baisse du prix du gaz naturel dans les Rocheuses américaines et d'une diminution des paiements au titre de l'impôt sur la valeur et de la taxe de séparation sur des biens au Colorado.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 19 % ou de 0,10 \$ par kpi³ en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir de la zone de Piceance.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien se sont accrues au Canada de 13 %, soit de 0,10 \$ le kpi³, en 2007 par rapport à celles de 2006, à la suite de l'augmentation des frais de réparation et d'entretien, de la hausse des taxes foncières et des loyers ainsi que du renforcement du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis ont aussi subi l'effet de la hausse des charges de rémunération à long terme en 2007 comparativement à celles de 2006 en raison de la montée du cours de l'action d'EnCana, occasionnant une augmentation de 0,03 \$ le kpi³ des charges d'exploitation pour le gaz naturel en Amérique du Nord.

Pétrole brut et LGN

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars)	2007				2006			
	Canada	États-Unis	Foster Creek/Christina Lake	Total	Canada	États-Unis	Foster Creek/Christina Lake	Total
Produits, déduction faite des redevances	433 \$	86 \$	160 \$	679 \$	443 \$	76 \$	239 \$	758 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	7	3	-	10	9	5	-	14
Transport et vente	11	-	62	73	3	-	126	129
Exploitation	65	-	35	100	61	-	56	117
Flux de trésorerie d'exploitation	350 \$	83 \$	63 \$	496 \$	370 \$	71 \$	57 \$	498 \$

Variation des produits tirés des activités poursuivies liées au pétrole brut et aux LGN de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)	Produits de 2006, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		Produits de 2007, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
Canada	443 \$	29 \$	(39) \$	433 \$
États-Unis	76	(3)	13	86
Foster Creek/Christina Lake	239	1	(80)	160
Total, pétrole brut et LGN	758 \$	27 \$	(106) \$	679 \$

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Au troisième trimestre de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont diminué par rapport au trimestre correspondant de 2006 pour les raisons suivantes :

- Fléchissement de 13 % du volume de production des LGN en Amérique du Nord, contrebalancé en partie par une hausse de 6 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- Pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises totalisant 55 M\$, ou 4,36 \$ le baril, en 2007, contre des pertes de 48 M\$, ou 3,45 \$ le baril, en 2006.

La production totale de pétrole brut à Foster Creek et à Christina Lake a régressé de 33 % après prise en compte de l'apport de Foster Creek et de Christina Lake à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips. Par ailleurs, la production de pétrole brut au Canada a diminué de 9 % en raison des baisses de rendement normales des biens classiques.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars)	2007				2006			
	Canada	États-Unis	Foster Creek/ Christina Lake	Total	Canada	États-Unis	Foster Creek/ Christina Lake	Total
Produits, déduction faite des redevances	1 191 \$	210 \$	552 \$	1 953 \$	1 213 \$	208 \$	693 \$	2 114 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	24	15	-	39	27	14	-	41
Transport et vente	31	-	258	289	11	-	373	384
Exploitation	188	-	123	311	176	-	138	314
Flux de trésorerie d'exploitation	948 \$	195 \$	171 \$	1 314 \$	999 \$	194 \$	182 \$	1 375 \$

Variation des produits tirés des activités poursuivies liées au pétrole brut et aux LGN de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)	Produits de 2006, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		Produits de 2007, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
Canada	1 213 \$	116 \$	(138) \$	1 191 \$
États-Unis	208	(11)	13	210
Foster Creek/Christina Lake	693	164	(305)	552
Total, pétrole brut et LGN	2 114 \$	269 \$	(430) \$	1 953 \$

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Au cours des neuf premiers mois de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont diminué par rapport à la période correspondante de 2006 pour les raisons suivantes :

- Fléchissement de 16 % du volume de production des LGN en Amérique du Nord, atténué en partie par une augmentation de 3 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des couvertures;
- Pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises totalisant 42 M\$, ou 1,13 \$ le baril, pour les neuf premiers mois de 2007, contre des pertes de 141 M\$, ou 3,33 \$ le baril, en 2006.

La production totale de pétrole brut à Foster Creek et à Christina Lake a régressé de 36 % après prise en compte de l'apport de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise que détiennent à parts égales EnCana et ConocoPhillips. Par ailleurs, la production de pétrole brut au Canada a diminué de 11 % en raison des baisses de rendement normales des biens classiques et du versement de redevances à l'égard de Pelican Lake en avril 2006. Le bien Pelican Lake d'EnCana a atteint la rentabilité en avril 2006, d'où la hausse des redevances versées au gouvernement de l'Alberta et la baisse du volume de pétrole brut correspondant à la participation d'EnCana dans le produit net, d'environ 6 000 b/j au moment de l'atteinte de la rentabilité.

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Canada ¹⁾		Foster Creek/ Christina Lake	
	2007	2006	2007	2006
Prix ²⁾	54,68 \$	51,37 \$	42,86 \$	37,19 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	1,01	1,14	-	-
Transport et vente	1,47	1,27	2,10	2,64
Exploitation	8,68	8,73	12,55	14,06
Prix net	43,52 \$	40,23 \$	28,21 \$	20,49 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	81 227	89 741	28 740	43 073
Volume de production pro forma (b/j) ³⁾			28 740	21 537

1) Ne tient pas compte de Foster Creek/Christina Lake.

2) Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

3) Les volumes de production de 2006 sont redressés sur une base pro forma afin de tenir compte de l'apport de Foster Creek et de Christina Lake à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips.

Le prix du pétrole brut produit au Canada par EnCana en 2007, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a augmenté de 6 % par rapport à 2006. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2006. Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake par EnCana en 2007, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a augmenté de 15 % par rapport à 2006 par suite des hausses réalisées sur le prix et de la diminution des coûts dilutifs comptabilisés au troisième trimestre de 2007. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix des marchandises pour le Canada et Foster Creek/Christina Lake se sont élevées à environ 55 M\$, soit 4,36 \$ par baril de LGN en 2007, contre des pertes d'environ 48 M\$, soit 3,45 \$ par baril de LGN en 2006.

Les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont diminué de 20 % ou 0,54 \$ par baril en 2007 par rapport à celles de 2006, du fait d'une diminution du volume de livraison sur la côte américaine du golfe du Mexique en 2007 comparativement à 2006. Les charges de transport et de vente imputées au pétrole brut produit au Canada et à Foster Creek/Christina Lake se sont aussi ressenties du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut au Canada sont demeurées relativement inchangées en 2007 comparativement à 2006, ce qui s'explique surtout par la diminution des coûts d'électricité, annulée par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et par l'augmentation des travaux de reconditionnement. Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et de Christina Lake ont diminué de 11 %, ou 1,51 \$ le baril, en 2007 par rapport à 2006. Cette diminution s'explique principalement par le fait que les taux d'augmentation de la production à Foster Creek ont été supérieurs au taux d'augmentation du total des charges d'exploitation.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Canada ¹⁾		Foster Creek/ Christina Lake	
	2007	2006	2007	2006
Prix ²⁾	47,68 \$	47,05 \$	38,45 \$	35,42 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	1,07	1,11	-	-
Transport et vente	1,35	1,01	2,92	2,60
Exploitation	8,52	7,40	14,59	12,11
Prix net	36,74 \$	37,53 \$	20,94 \$	20,71 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	82 187	92 460	26 688	41 450
Volume de production pro forma (b/j) ³⁾			26 688	20 725

¹⁾ Ne tient pas compte de Foster Creek/Christina Lake.

²⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

³⁾ Les volumes de production de 2006 sont redressés sur une base pro forma afin de tenir compte de l'apport de Foster Creek et de Christina Lake à la participation dans la coentreprise avec ConocoPhillips.

Le prix du pétrole brut produit au Canada par EnCana en 2007, compte non tenu de l'incidence des couvertures, est demeuré relativement constant par rapport à 2006, ce qui traduit les variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2006. Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake par EnCana, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a augmenté de 9 % en 2007 par rapport à 2006. Cette augmentation est attribuable à une baisse des coûts dilutifs et à un changement dans la répartition des points de vente. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix des marchandises pour le Canada et Foster Creek/Christina Lake se sont élevées à environ 42 M\$, soit 1,13 \$ par baril de LGN en 2007, contre des pertes d'environ 141 M\$, soit 3,33 \$ par baril de LGN en 2006.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut au Canada ont augmenté de 34 % ou 0,34 \$ par baril en 2007, par rapport à 2006, en raison de la hausse des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn et de la baisse de la production à d'autres sites. Les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont augmenté de 12 % ou 0,32 \$ par baril en 2007 par rapport à celles de 2006, du fait qu'un pourcentage plus important du volume produit est livré sur la côte américaine du golfe du Mexique en 2007 par rapport à 2006. Les charges de transport et de vente imputées au pétrole brut produit au Canada et à Foster Creek/Christina Lake se sont aussi ressenties du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut au Canada se sont accrues de 15 % ou 1,12 \$ le baril en 2007 comparativement à 2006. Cet accroissement s'explique surtout par l'augmentation des travaux de reconditionnement ainsi que par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, atténués par la baisse des coûts d'électricité. Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et de Christina Lake ont augmenté de 20 %, ou 2,48 \$ le baril, en 2007 par rapport à 2006. Cette augmentation reflète la hausse du coût du carburant acheté à Foster Creek pour le drainage au moyen de vapeur sur les nouveaux puits doubles avant de démarrer la production, la progression des frais de réparation et d'entretien, des prix des produits chimiques et des coûts des travaux de reconditionnement. De plus, les charges d'exploitation se sont ressenties de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme en 2007 par rapport à celle de 2006, en raison de la hausse du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats unitaires – LGN

(en \$ par baril)	Canada		États-Unis	
	2007	2006	2007	2006
Prix ¹⁾	62,87 \$	55,95 \$	60,17 \$	61,76 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	1,95	4,42
Transport et vente	1,80	0,74	0,01	0,01
Prix net	61,07 \$	55,21 \$	58,21 \$	57,33 \$
Volume de production de LGN (b/j)	11 141	11 387	15 275	12 520

¹⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

La variation du prix obtenu pour les LGN en 2007 par rapport à 2006 a suivi de façon générale la hausse du prix du pétrole WTI et subi aussi l'influence de la conjoncture commerciale locale.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN aux États-Unis ont baissé de 2,47 \$ par baril en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement d'une légère diminution des coûts enregistrée en 2007 relativement à la taxe de séparation visant des biens au Colorado.

Les charges unitaires de transport et de vente imputées aux LGN produits au Canada se sont accrues de 1,06 \$ par baril en 2007 par rapport à 2006, en raison surtout d'une légère augmentation des charges de transport et au raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 et 2006

Résultats unitaires – LGN

(en \$ par baril)	Canada		États-Unis	
	2007	2006	2007	2006
Prix ¹⁾	53,99 \$	53,29 \$	54,96 \$	58,07 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	3,63	4,05
Transport et vente	1,04	0,69	0,01	0,01
Prix net	52,95 \$	52,60 \$	51,32 \$	54,01 \$
Volume de production de LGN (b/j)	10 954	11 665	13 656	12 577

¹⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

La variation du prix obtenu pour les LGN en 2007 par rapport à 2006 a suivi de façon générale la baisse du prix du pétrole WTI et subi aussi l'influence de la conjoncture commerciale locale.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN aux États-Unis ont reculé de 0,42 \$ par baril en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement d'une légère diminution enregistrée en 2007 relativement à la taxe de séparation visant des biens au Colorado.

Les charges unitaires de transport et de vente imputées aux LGN produits au Canada se sont accrues de 0,35 \$ par baril en 2007 par rapport à 2006, en raison surtout d'une légère augmentation des charges de transport et au raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Amortissement et épuisement – Activités en amont

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont du troisième trimestre de 2007 a augmenté de 154 M\$ ou 21 % par rapport à celle du trimestre correspondant de 2006. La charge d'amortissement et d'épuisement pour les neuf premiers mois de 2007 a augmenté de 280 M\$ ou 13 % par rapport à celle de la période correspondante de 2006. Les taux unitaires d'amortissement ont été plus élevés en 2007 qu'en 2006 en raison principalement de la croissance des frais de mise en valeur futurs et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. En 2007, la charge d'amortissement et d'épuisement comprend en outre une moins-value de 24 M\$ liée à des zones d'intérêt à explorer à Oman.

ACTIVITÉS EN AVAL

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
	Produits	2 049 \$	- \$	5 109 \$
Charges				
Exploitation	98	-	317	-
Achats de produits	1 607	-	3 898	-
Flux de trésorerie d'exploitation	344 \$	- \$	894 \$	- \$

Les activités en aval ont démarré le 2 janvier 2007, quand EnCana est devenue copropriétaire à parts égales de l'entité qui comprend les raffineries de Wood River et Borger, exploitées par ConocoPhillips.

Les produits tiennent compte de la quote-part de 50 % d'EnCana des ventes de produits du pétrole aux États-Unis. Les flux de trésorerie d'exploitation au troisième trimestre de 2007 ont été influencés favorablement par des marges de raffinage élevées. Globalement, les deux raffineries ont une capacité combinée de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j et tournaient à 102 % de cette capacité au troisième trimestre de 2007 et à 95 % pendant les neuf premiers mois de 2007. Si l'on tient compte de l'ajout d'autres intrants traités combinés au pétrole brut, la production des raffineries s'est établie en moyenne à 484 000 b/j pour le troisième trimestre et à 454 000 b/j pour les neuf premiers mois de 2007.

Les achats de produits, principalement du pétrole brut, ont représenté 94 % des charges totales du troisième trimestre et 92 % de celles des neuf premiers mois de 2007, le reste des charges d'exploitation étant attribuable à la main-d'œuvre, aux services publics et aux fournitures au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2007.

OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
	Produits	629 \$	731 \$	2 107 \$
Charges				
Transport et vente	-	4	10	17
Exploitation	11	18	28	49
Achats de produits	608	677	2 042	2 160
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	10	32	27	46
Amortissement et épuisement	4	3	11	8
Bénéfice sectoriel (perte)	6 \$	29 \$	16 \$	38 \$

Les produits et les achats de produits relatifs à l'optimisation des marchés correspondent aux activités qui assurent à la société la latitude opérationnelle voulue en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle pour accroître la vente de la production d'EnCana.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
	Produits	(107) \$	428 \$	(673) \$
Charges				
Exploitation	-	1	(8)	1
Amortissement et épuisement	25	18	64	56
Bénéfice sectoriel (perte)	(132) \$	409 \$	(729) \$	1 864 \$
Administration	73	54	263	187
Intérêts, montant net	102	83	297	254
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	17	13	46	37
(Gain) perte de change, montant net	74	-	69	(158)
(Gain) perte à la cession	(29)	(304)	(87)	(321)

Les produits représentent des gains ou des pertes latents, établis à la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix de marchandises (gaz naturel et pétrole brut).

La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme du matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

Les frais d'administration du troisième trimestre de 2007 ont augmenté de 19 M\$ et ceux de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, de 76 M\$, par rapport aux périodes correspondantes de 2006. Cette augmentation d'un exercice à l'autre s'explique principalement par la progression des charges de rémunération à long terme, qui se sont chiffrées à 34 M\$, découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana, de l'augmentation des effectifs, et de la hausse des salaires et autres charges connexes.

Les intérêts débiteurs pour les neuf premiers mois de 2007 ont augmenté de 43 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2006 par suite principalement de l'augmentation de l'encours moyen de la dette. La dette à long terme totale (partie à court terme comprise) d'EnCana a augmenté de 412 M\$ pour atteindre 7 246 M\$ au 30 septembre 2007, contre 6 834 M\$ au 31 décembre 2006. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur l'encours de la dette depuis le début de l'exercice en 2007 s'est chiffré à 5,6 %, contre 5,7 % pour la période correspondante de 2006.

La perte de change de 69 M\$ constatée pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 résulte des effets de la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, de la conversion des actifs et des passifs monétaires d'EnCana et du change eu égard à la comptabilisation à la valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces effets ont été contrebalancés par l'évolution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien appliqué à la dette libellée en dollars américains contractée au Canada et au règlement de la dette libellée en devises.

Le gain à la cession en 2007 se rapporte à la cession des activités de la société au Tchad durant le premier trimestre et en Australie au troisième trimestre.

Sommaire des gains latents (pertes) évalués à la valeur du marché

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Activités poursuivies				
Gaz naturel	(74) \$	348 \$	(558) \$	1 820 \$
Pétrole brut	(33)	80	(115)	101
	(107)	428	(673)	1 921
Charges	-	-	(7)	2
	(107)	428	(666)	1 919
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(38)	146	(221)	661
Gains (pertes) latents, évalués à la valeur du marché, après impôts	(69) \$	282 \$	(445) \$	1 258 \$

La volatilité des prix a eu une incidence sur le bénéfice net. Afin de gérer la volatilité du prix des marchandises, EnCana conclut divers contrats d'instruments financiers et contrats physiques. Les contrats sur instruments financiers sont comptabilisés à la valeur du marché à la date des états financiers. Les variations du gain ou de la perte à la valeur de marché reflétées dans les produits tirées des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité selon les périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et des variations du solde des contrats non réglés.

Impôts sur les bénéfices

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, le taux d'imposition effectif s'est établi à 25,1 %, contre 25,6 % en 2006. Cette baisse est attribuable à la modification législative de l'imposition fédérale des sociétés (231 M\$) et à la réduction de 0,5 % du taux d'imposition fédéral canadien des sociétés en 2011 (37 M\$), les deux mesures étant pratiquement en vigueur depuis juin 2007. La modification législative correspond à un mode d'instauration progressive de la déductibilité des redevances de la Couronne, qui est maintenant terminé et ne se reproduira plus.

Les impôts exigibles se sont élevés à 314 M\$ pour le troisième trimestre de 2007, contre 201 M\$ pour la période correspondante de 2006. Les impôts exigibles se sont élevés à 974 M\$ pour les neuf premiers mois de 2007, contre 829 M\$ pour la période correspondante de 2006. L'augmentation de 145 M\$ reflète généralement l'augmentation de 397 M\$ des impôts aux États-Unis en 2007 résultant des activités de raffineries en aval, atténuée par l'économie d'impôts attribuable à la modification législative (231 M\$) mentionnée précédemment.

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent dans la note 11 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

Sommaire des dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Canada	962 \$	777 \$	2 424 \$	2 684 \$
États-Unis	452	576	1 313	1 746
Autres pays	3	12	40	51
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	147	87	372	482
Optimisation des marchés	2	2	5	40
Activités non sectorielles	9	20	76	49
Total des dépenses en immobilisations	1 575	1 474	4 230	5 052
Acquisitions	75	12	99	298
Cessions	(59)	(377)	(505)	(634)
Activités abandonnées	-	-	-	(2 415)
Dépenses en immobilisations, montant net	1 591 \$	1 109 \$	3 824 \$	2 301 \$

Au total, les dépenses en immobilisations d'EnCana pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2007 ont été financées par les flux de trésorerie et des emprunts.

Dépenses en immobilisations liées aux activités au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2007, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources d'EnCana en Amérique du Nord.

Pour les neuf premiers mois de 2007, les dépenses en immobilisations au Canada, aux États-Unis et dans les autres pays ont diminué de 704 M\$ par rapport à celles de la période correspondante de 2006, essentiellement pour les raisons suivantes :

- Diminution de 260 M\$ au Canada, en raison de la baisse des coûts de forage et d'achèvement de puits résultant d'efficacités accrues et d'une diminution des dépenses liées aux installations;
- Diminution de 433 M\$ aux États-Unis, en raison surtout du calendrier des dépenses en immobilisations et de la baisse des coûts de forage et d'achèvement de puits résultant d'efficacités accrues grâce à un plus grand nombre d'appareils de forage adaptés.

Deep Panuke

Au début d'octobre, EnCana a obtenu l'autorisation réglementaire de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers visant la réalisation du projet d'exploitation du gaz naturel Deep Panuke, situé à environ 175 km au large de la Nouvelle-Écosse. Le projet de 700 M\$ (dont EnCana tirera un montant net d'environ 550 M\$), pour lequel la production devrait démarrer en 2010, pourrait être en mesure de fournir de 200 Mpi³ à 300 Mpi³ de gaz naturel par jour aux marchés du Canada et du nord-est des États-Unis.

Dépenses en immobilisations des activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux

Les dépenses en immobilisations du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2007 ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources de Foster Creek et de Christina Lake ainsi qu'à des projets de cokeur et de modernisation des raffineries de Wood River et de Borger.

Dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles

En 2007 et en 2006, les dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles comprennent l'acquisition de terrains et des frais liés à l'aménagement d'un complexe de bureaux à Calgary. Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation de son projet de complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow » en vendant certains actifs du projet et en concluant un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié. Des dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles ont en outre été affectées aux systèmes informatiques et aux améliorations locatives.

Acquisitions, cessions et activités abandonnées

Les acquisitions ont porté sur des biens peu importants en 2007 et 2006. Les cessions comprennent la vente, en 2007, de certains actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, des activités au Tchad, d'actifs en Australie et des actifs du projet d'immeuble à bureaux The Bow. En 2006, les cessions comprennent la vente du pipeline Entrega, au Colorado, et de participations dans le projet de prospection de pétrole lourd Chinook, au large du Brésil.

Les activités abandonnées comprennent la cession des actifs d'EnCana en Équateur et d'activités de stockage de gaz (points traités à la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires) au cours de 2006, dont le produit a été diminué des dépenses en immobilisations effectuées avant la vente.

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	2 200 \$	1 655 \$	6 277 \$	6 277 \$
Activités d'investissement	(1 490)	(1 232)	(3 832)	(2 595)
Activités de financement	(739)	(542)	(2 306)	(3 653)
Perte de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	(11)	-	(26)	-
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(40) \$	(119) \$	113 \$	29 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités poursuivies se sont établis à 2 218 M\$ pour le troisième trimestre de 2007, contre 1 883 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont situés à 6 519 M\$ comparativement à 5 301 M\$ à pareille date en 2006. La progression s'explique surtout par la hausse des flux de trésorerie liés à l'exploitation découlant des activités de raffinage aux États-Unis, l'augmentation des gains réalisés sur les couverture du prix des marchandises, les prix des LGN et la réduction du volume de production du gaz naturel et elle est atténuée en partie par la diminution du prix de celui-ci et du volume de production de LGN, ainsi que par l'accroissement des charges d'exploitation. Les flux de trésorerie provenant des activités poursuivies constituent la majeure partie des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'EnCana.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont crû de 1 237 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2007 par rapport à la période correspondante de 2006. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement avaient été réduits en 2006 par les produits dégagés de la cession des activités en Équateur au premier trimestre (1,4 G\$) et des activités de stockage du gaz au deuxième trimestre (1,3 G\$). Au cours des neuf premiers mois de 2007, les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 1 021 M\$ par rapport à celles de la période correspondante de 2006.

Activités de financement

Au cours des neuf premiers mois de 2007, EnCana a procédé à l'émission nette de 15 M\$ de titres d'emprunt à long terme alors qu'elle avait procédé à des remboursements nets de 585 M\$ en 2006. La dette nette d'EnCana, ajustée au titre du fonds de roulement, s'établissait à 7 483 M\$ au 30 septembre 2007, contre 6 566 M\$ au 31 décembre 2006. En 2007, EnCana a émis des billets à moyen terme pour un capital de 500 M\$ CA et des billets non garantis de premier rang pour un capital de 500 M\$ afin de rembourser une partie de ses emprunts bancaires et de ses effets commerciaux. EnCana dispose de nombreuses ressources financières, notamment des facilités de crédit bancaires engagées et des prospectus préalables. Au 30 septembre 2007, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées et inutilisées de 4,2 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres à hauteur de 5,5 G\$, sous réserve des conditions du marché.

Le 12 mars 2007, EnCana a effectué au Canada le placement public de billets de premier rang non garantis à moyen terme pour un capital totalisant 500 M\$ CA. Les billets portent intérêt au taux nominal de 4,3 % et viennent à échéance le 12 mars 2012. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie des emprunts bancaires et des effets commerciaux d'EnCana.

Le 24 mai 2007, EnCana a déposé un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt au Canada. Le prospectus préalable remplace le prospectus préalable de 1,0 G\$ CA d'EnCana, qui a été entièrement tiré.

Le 13 août 2007, EnCana a effectué aux États-Unis le placement public de billets de premier rang non garantis pour un capital totalisant 500 M\$ US. Les billets portent intérêt au taux nominal de 6,625 % et viennent à échéance le 15 août 2037. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie des emprunts bancaires et des effets commerciaux d'EnCana.

EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Standard & Poor's a attribué à EnCana la cote A- avec « perspectives négatives », DBRS Limited, la cote A (faible) avec « tendance stable », et Moody's Investors Service, la cote Baa2 avec « perspectives positives ».

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de cinq offres de rachat consécutives dans le cours normal des activités. Au troisième trimestre de 2007, EnCana a racheté environ 3,5 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 218 M\$ contre 17,4 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 900 M\$ en 2006. Au cours des neuf premiers mois de 2007, EnCana a racheté 38,9 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2 025 M\$ comparativement à 61,1 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2 973 M\$ en 2006.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. EnCana a doublé son dividende trimestriel pour l'établir à 0,20 \$ l'action au premier trimestre de 2007, et les versements pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 ont totalisé 453 M\$, contre 226 M\$ pour la période correspondante de 2006. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

Ratios financiers

	30 septembre 2007	31 décembre 2006
Ratio dette nette/capitaux propres	27 %	27 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	0,8 x	0,6 x

¹⁾ Le BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du bénéfice net des activités poursuivies avant gain à la cession de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épusement.

La direction utilise les ratios dette nette/capitaux propres et dette nette/BAIIA ajusté pour gérer la dette globale de la société en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci. Le ratio dette nette/capitaux propres est relativement inchangé depuis le 31 décembre 2006, ce qui s'explique par l'augmentation de la dette nette et par l'augmentation proportionnelle correspondante de la capitalisation totale.

Flux de trésorerie disponibles

Pour les neuf premiers mois de 2007, les flux de trésorerie disponibles d'EnCana ont crû de 1 941 M\$ par rapport à la période correspondante de 2006. Cette croissance des flux de trésorerie disponibles est due à la combinaison de l'augmentation des flux de trésorerie totaux et de la diminution du total des dépenses en immobilisations.

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		Exercice terminé
	2007	2006	2007	2006	2006
Flux de trésorerie ¹⁾	2 218 \$	1 894 \$	6 519 \$	5 400 \$	7 161 \$
Total des dépenses en immobilisations	1 575	1 474	4 230	5 052	6 269
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	643 \$	420 \$	2 289 \$	348 \$	892 \$

¹⁾ Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

²⁾ Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux PCGR et correspondent pour EnCana à l'excédent des flux de trésorerie sur le total des dépenses en immobilisations. Ils servent à déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement et/ou de financement.

Données sur les actions en circulation

(en millions)	Périodes de neuf mois terminées le 30 septembre 2007
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	777,9
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	7,6
Actions rachetées	(36,0)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	749,5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat dilué	767,5

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires, un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et un nombre illimité d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation au 30 septembre 2007.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 30 septembre 2007, 4,1 millions d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (DAPVA) étaient en cours, dont toutes pouvaient être exercées.

EnCana peut accorder à ses salariés des incitatifs à long terme sous forme d'attributions d'options sur actions et de droits à la valeur des actions liées au rendement (« DVAR »). Des renseignements supplémentaires sur ces incitatifs se trouvent à la note 15 afférente aux états financiers consolidés vérifiés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Au cours du premier trimestre de 2007, les critères d'acquisition pour les DVAR attribués en 2004 ont été atteints et la société a distribué 2,9 millions d'actions détenues en fiducie. Au 30 septembre 2007, 2,6 millions d'actions étaient détenues en fiducie aux fins de distribution en prévision de l'acquisition des DVAR en cours.

Obligations contractuelles et éventualités

EnCana a conclu divers engagements ayant trait principalement à des emprunts, à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, à des engagements relatifs à des dépenses en immobilisations et à des accords de commercialisation.

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana, qui s'élevaient à 7 249 M\$ au 30 septembre 2007, comprennent une tranche de 897 M\$ au titre d'engagements liés à des acceptations bancaires et à des billets de trésorerie. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen des facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis de conditions de remboursement pour l'exercice à venir. Des précisions sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

En date du 30 septembre 2007, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 115 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,35 \$ le kpi³. Au 30 septembre 2007, ces opérations représentaient une perte latente de 251 M\$.

Contrats de location

Dans le cours normal de ses activités, EnCana loue des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des établissements périphériques et du siège social.

The Bow

Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation de son projet de complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow » en vendant certains actifs du projet et en concluant un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié. Les coûts des modifications des plans du bâtiment demandées par EnCana et des améliorations locatives seront pris en charge par la société. La réalisation du projet The Bow demeure conditionnelle à l'obtention de certaines approbations et au respect de certains critères. Si ces conditions ne sont pas réunies, l'opération pourrait être dénouée et EnCana serait tenue de rembourser la majorité des coûts engagés au promoteur immobilier non lié et de prendre à sa charge les engagements non réglés du projet.

Actions en justice

EnCana est partie à diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités et elle estime avoir constitué une provision adéquate à cet égard.

Activités de courtage d'énergie abandonnées

Pendant la période écoulée entre 2003 et 2005, EnCana et sa filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte, WD Energy Services Inc. (« WD »), ainsi que d'autres sociétés du secteur de l'énergie, ont été nommées parties défenderesses dans plusieurs actions en justice relativement à des ventes de gaz naturel de 1999 à 2002, dont certaines sont des recours collectifs. Les poursuites contiennent des allégations selon lesquelles les défenderesses auraient participé à un complot avec des concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie.

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, WD a conclu le règlement des recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie et devant la cour de district des États-Unis, pour 20,5 M\$ et 2,4 M\$ respectivement. Par ailleurs, comme il a été annoncé précédemment, sans admettre une quelconque responsabilité dans cette affaire, WD a convenu de verser 20 M\$ en règlement du recours déposé par la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis et 8,2 M\$ en règlement des recours collectifs regroupés déposés devant les tribunaux de New York.

Les autres actions en justice ont été intentées par des particuliers, dont E. & J. Gallo Winery (« Gallo »). Dans sa plainte, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$. Aucun montant de dommages n'est précisé dans les autres poursuites. En vertu des lois de la Californie, les montants de dommages-intérêts évalués pourraient tripler.

EnCana Corporation et WD comptent opposer une défense vigoureuse aux réclamations restantes; la société ne peut toutefois pas prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future à son encontre, ni prévoir si elles aboutiront au versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites découleront de ces allégations.

Conventions comptables et estimations

Par suite de la formation de la nouvelle coentreprise avec ConocoPhillips, EnCana a modifié les principales conventions et pratiques qui suivent afin d'intégrer les activités de raffinage :

- Constatation des produits
- Stocks
- Immobilisations
- Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Ces modifications sont traitées en détail à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Adoption de nouvelles normes comptables

Comme il a été mentionné dans le rapport de gestion de fin d'exercice, la société a adopté, le 1^{er} janvier 2007, les chapitres 1530, « Résultat étendu », 3251, « Capitaux propres », 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et 3865, « Couvertures », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (l'« ICCA »). Selon les exigences des nouvelles normes, les données des périodes antérieures n'ont pas été retraitées, à l'exception des écarts de conversion qui ont été reclassés, comme il est décrit à la rubrique « Résultat étendu ». L'adoption de ces normes n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie de la société. Des renseignements supplémentaires sur la mise en œuvre des nouvelles normes se trouvent à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Récentes prises de position comptables

Au 1^{er} janvier 2008, EnCana est tenue d'adopter le chapitre 3031, « Stocks », du *Manuel de l'ICCA*, qui remplacera la norme existante sur les stocks. La nouvelle norme exige que les stocks soient évalués selon la méthode du premier entré, premier sorti ou selon la méthode du coût moyen pondéré. Comme les conventions comptables d'EnCana sur les stocks sont cohérentes avec ces exigences, l'application de la norme n'aura pas d'incidence notable sur les états financiers consolidés.

Gestion des risques

Les résultats d'EnCana sont exposés aux risques suivants :

- les risques financiers (soit les risques de prix de marchandises, de change, de taux d'intérêt et de crédit);
- les risques liés à l'exploitation;
- les risques liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité;
- les risques d'atteinte à la réputation.

EnCana adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de toucher la société. Les mesures visant à atténuer ces risques comprennent notamment le recours à des instruments dérivés, à des politiques de crédit et à des politiques sur l'exploitation de même que la souscription de polices d'assurance adéquates, l'instauration de politiques sur l'environnement et la sécurité ainsi que des politiques et méthodes d'application qui peuvent toucher la réputation d'EnCana. Des détails sur les risques spécifiques se trouvent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2006.

Révision du régime de redevances de l'Alberta

Le gouvernement de l'Alberta procède actuellement à une révision en profondeur de son régime de redevances sur le pétrole et le gaz naturel. Tant que des renseignements détaillés et des précisions concernant les modifications éventuelles des redevances n'auront pas été publiés et qu'ils n'auront pas été évalués de façon approfondie par la société, EnCana ne fera aucun commentaire sur l'incidence que pourraient avoir de telles modifications sur les activités de la société.

Changement climatique

Le gouvernement fédéral du Canada a annoncé qu'il avait l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques. Il élabore actuellement le cadre de travail présentant les grandes lignes de son programme concernant l'air pur et les changements climatiques, y compris une cible de réduction des émissions de GES et l'engagement d'établir à court terme une réglementation sur les émissions pour le secteur. Un projet de loi étant actuellement à l'étude, peu de détails techniques concernant la mise en œuvre de la stratégie du gouvernement ont été rendus publics, mais le gouvernement a pris l'engagement de travailler en collaboration avec le secteur à l'élaboration du contenu du plan d'action.

Le gouvernement de l'Alberta a également promulgué une loi, la *Climate Change and Emissions Management Act* (la « CCEMA »), visant à réglementer les émissions de GES de certaines installations dans cette province. En mars 2007, le gouvernement de l'Alberta a proposé de modifier la CCEMA de façon à ce qu'à compter du 1^{er} juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base établi au moyen d'une intensité moyenne des émissions calculée d'après les émissions relevées entre 2003 et 2005. Les sociétés qui exploitent ces installations pourront se prévaloir de certaines dispositions de la CCEMA afin de se conformer à cette exigence. Elles auront ainsi le choix entre apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation qu'ils défalqueront du total de leurs émissions ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne à un nouveau fonds créé par le gouvernement de l'Alberta, qui investira dans la technologie afin de réduire les émissions de GES dans la province.

Comme ces programmes sont en cours d'élaboration, EnCana n'est pas en mesure de prédire l'incidence globale de la réglementation à venir sur ses activités; il est par conséquent possible que la société doive, pour se conformer à la réglementation relative aux émissions de GES, subir des hausses de ses coûts d'exploitation. Cependant, EnCana, en collaboration avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers, continuera de collaborer avec le gouvernement fédéral et avec le gouvernement de l'Alberta à la mise au point d'une méthode susceptible de traiter des questions liées aux changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratifs de se conformer à la réglementation et soutenir les investissements dans le secteur.

EnCana compte poursuivre ses efforts en vue de réduire l'intensité de ses émissions et d'accroître son efficacité énergétique. Les efforts de la société relativement à la gestion des émissions reposent essentiellement sur les éléments suivants :

- sa pondération considérable en actifs de gaz naturel;
- sa réputation de chef de file sectoriel du piégeage du CO₂;
- l'accent qu'elle met sur le développement de technologies pour réduire les émissions de GES;
- sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour le secteur d'activité;
- son rapport vapeur/pétrole de premier plan dans l'industrie en ce qui concerne les sables bitumineux et qui se traduit directement par une réduction des émissions.

EnCana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités. De plus amples détails sur les émissions de GES d'EnCana sont présentés dans le rapport sur la responsabilité de la société, qui peut être consulté à www.encana.com.

Perspectives

EnCana prévoit continuer de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel et de pétrole brut dans les principales zones de ressources non classiques en Amérique du Nord, sur la mise en valeur des sables bitumineux *in situ* de haute qualité de ses zones de ressources et sur l'accroissement de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval par l'intermédiaire de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

L'instabilité qui a marqué le prix du pétrole brut devrait se poursuivre durant 2007 devant les incertitudes qui planent sur le marché, notamment les risques d'interruption des activités de production ou de raffinage, la croissance soutenue de la demande en Chine, les mesures prises par l'OPEP, l'effondrement de la demande par suite du prix élevé de l'énergie et la conjoncture économique mondiale. Le prix du pétrole brut canadien est aussi soumis à l'incertitude découlant des risques d'interruption des activités de raffinage sur le marché déjà étroit du Midwest américain et de l'augmentation de la production intérieure, qui pourrait se traduire par l'encombrement du réseau pipelinier à l'extérieur de l'Ouest canadien.

Le prix du gaz naturel dépend surtout du jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques se révélant le facteur déterminant à court terme. Selon EnCana, l'offre de gaz tiré de réserves classiques en Amérique du Nord a atteint son apogée au cours des deux derniers exercices et son déclin subséquent ne sera que partiellement compensé par l'offre de gaz tiré des zones de ressources non classiques. Les questions d'accès au territoire et de réglementation mettent à l'épreuve la capacité de l'industrie à réagir face au resserrement de l'offre de gaz en Amérique du Nord.

La société compte financer son programme d'immobilisations de 2007 au moyen de ses flux de trésorerie et d'emprunts.

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services.

Mise en garde

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana de l'information sur la société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'EnCana et de ses filiales, certains énoncés du présent rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), selon le sens donné à l'expression « safe harbour » (règles refuge) dans les dispositions d'exonération de la loi sur les valeurs mobilières en vigueur. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » ou des termes analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion comprennent notamment des déclarations sur : l'incidence potentielle de l'application des recommandations de l'Alberta Royalty Review Panel sur la situation financière d'EnCana et les dépenses en immobilisations prévues pour 2008; l'échéancier et la clôture prévus de la cession des activités de la société au Brésil; les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération *in situ*; l'accroissement de la capacité de traitement de pétrole lourd en aval de la société; l'incidence prévue de l'accès aux terrains et des questions de réglementation; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2007 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2007 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; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence des initiatives en matière de changements climatiques sur les charges d'exploitation; l'incidence de l'encombrement du réseau pipelinier de l'Ouest canadien et des interruptions de production

possibles dans les raffineries sur les prix futurs du pétrole brut au Canada; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la société et le programme de billet commercial continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; et les projections touchant les zones de ressources classiques de gaz naturel et la capacité des zones de ressources non classiques de compenser en partie la baisse future du rendement des zones de ressources classiques de gaz naturel en Amérique du Nord. 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 des 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 pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence du marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, d'asphalte, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées des zones de ressources et des 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 et de ConocoPhillips de gérer et d'exploiter avec succès les activités intégrées de pétrole lourd en Amérique du Nord et la capacité des parties d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires; les marges dégagées des activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de fabrication; l'incapacité éventuelle de nouveaux produits à trouver un accueil favorable sur le marché; les hausses de coût imprévues ou les difficultés techniques rencontrées dans la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la fabrication, le transport et le raffinage du pétrole brut synthétique; les risques liés à la technologie; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures; la capacité de la société 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 convenablement le transport de leurs produits; l'évolution de la réglementation concernant le régime de redevances, les impôts ou l'environnement et d'autres réglementations qui n'est pas faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la société et ses filiales exercent des activités; 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 terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits 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 dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent 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 se révéleront justes. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion étaient à jour en date de la rédaction du rapport, et, sauf lorsque la loi l'exige, 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.

INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par EnCana est faite en vertu d'une dispense accordée par les autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui autorise la société à fournir ces données et renseignements selon les normes de présentation américaines. L'information fournie par EnCana peut ainsi différer de l'information correspondante préparée en vertu du Règlement 51-101 des ACVM. Les données quantitatives sur les réserves fournies par EnCana représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement 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 pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du gaz naturel

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e ») à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi³ ») par baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole (« bep »), en milliers de bep (« kbep ») ou en millions de bep (« Mbep ») sur la même base. Les unités Mpi³e, kpi³e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

Zone de ressources et récupération totale estimative

EnCana utilise les expressions « zone de ressources » et « récupération totale estimative ». EnCana emploie l'expression « zone de ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse qui, par rapport à une zone classique, présente habituellement un risque plus faible sur le plan géologique ou commercial et une diminution du rendement plus faible. EnCana emploie l'expression « 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 extraite de ce gisement.

DEVISES, MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET DÉFINITION D'ENCANA

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans 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 le taux de change hypothétique de 0,89 \$ US pour 1,00 \$ CA.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action dilués, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation par action dilué, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies et le BAIIA ajusté 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 pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relativement aux liquidités de la société ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures employées par la direction sont expliquées plus à fond sous les rubriques du rapport où il en est question.

Définition d'EnCana

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « EnCana », la « société », « nous », « nos » et « notre » qui sont employés dans le présent rapport de gestion peuvent, selon le cas, s'entendre uniquement d'EnCana Corporation ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale directe ou indirecte ou une société de personnes (globalement, les « filiales ») d'EnCana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur EnCana Corporation dans les documents publics de la société à www.sedar.com et sur le site Web de la société à www.encana.com.