



**EnCana Corporation**

**Rapport de gestion**  
**Période terminée le 30 septembre 2008**

**(en dollars US)**

## 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 (« états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre terminé le 30 septembre 2008 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent document.*

*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 document est en vigueur en date du 22 octobre 2008.*

*Certains termes employés dans le présent document 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 document. Sauf indication contraire, tous les chiffres comparatifs de 2008 concernent la période terminée le 30 septembre et les chiffres correspondants concernent la même période de l'exercice précédent.*

### Activités d'EnCana

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

Le 11 mai 2008, EnCana a annoncé ses projets de scinder la Société en deux sociétés énergétiques indépendantes, la première étant une société de gaz naturel nord-américaine et l'autre, une société pétrolière entièrement intégrée ayant à son actif des gisements de pétrole et des raffineries *in situ* et enrichie par une production sûre venant de diverses ressources gazières et pétrolières. La réorganisation projetée de l'entreprise (la « réorganisation ») devait être mise en œuvre au début de janvier 2009.

Après le 30 septembre 2008, EnCana a annoncé que la réorganisation projetée serait reportée jusqu'à ce que les marchés mondiaux des titres d'emprunt et des actions se stabilisent. Ainsi, la réorganisation projetée devrait être mise en œuvre au moyen d'un plan d'arrangement approuvé par le tribunal et est assujettie à l'approbation des actionnaires. Cette opération permettra de créer deux entités cotées en bourse, dont les noms seront Cenovus Energy Inc. (« Cenovus ») (anciennement « IOCo ») et EnCana Corporation (anciennement « GasCo »). Chaque actionnaire d'EnCana recevra une action de chaque entité en échange de chaque action ordinaire d'EnCana détenue. Pour de plus amples renseignements concernant la réorganisation, le lecteur peut consulter les communiqués datés du 11 mai 2008, du 15 octobre 2008 et du 23 octobre 2008 sur notre site web à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).

À la suite de la réorganisation projetée, EnCana a modifié ses secteurs isolables pour tenir compte des nouvelles structures hiérarchiques. Le changement le plus important réside dans le fait qu'EnCana présente actuellement la division Plaines canadiennes et la division Contreforts canadiens à titre de secteurs d'exploitation distincts. Ces divisions étaient auparavant regroupées et étaient présentées dans le secteur Canada. Les périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la nouvelle présentation.

Les secteurs d'exploitation d'EnCana, après la réorganisation, comprendront les secteurs Contreforts canadiens, États-Unis et Activités en mer et à l'étranger. Les secteurs d'exploitation de Cenovus, après la réorganisation, comprendront les secteurs Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées.

EnCana a défini ses activités poursuivies dans les secteurs suivants :

- **Les secteurs Plaines canadiennes, Contreforts canadiens, États-Unis et Activités en mer et à l'étranger** englobent les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de LGN de la Société ainsi que des activités connexes. La Société exerce la majorité de ses activités au Canada et aux États-Unis. Le secteur Activités en mer et à l'étranger vise surtout le Canada atlantique et l'Europe.
- **Les activités pétrolières intégrées** regroupent, d'une part, les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de bitume au moyen de méthodes de récupération *in situ* au Canada et, d'autre part, les activités de transformation par raffinage du pétrole brut en pétrole et en produits chimiques aux États-Unis. Ce secteur comprend la participation de 50 % d'EnCana dans la coentreprise avec ConocoPhillips.

- **Les activités d'optimisation des marchés** sont exercées par la division des activités médianes et de commercialisation. La principale responsabilité des groupes de commercialisation est la vente de la production de la Société. Ces résultats sont inclus dans les secteurs Plaines canadiennes, Contreforts canadiens, États-Unis et Activités pétrolières intégrées. Par conséquent, les groupes de commercialisation exercent aussi des activités d'optimisation des marchés, lesquelles comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, qui offrent 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. Ces activités sont présentées dans le secteur des activités d'optimisation des marchés.
- **Les activités non sectorielles** comprennent les gains et les pertes latents inscrits relativement aux instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les gains et les pertes réalisés sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel se rattache l'instrument dérivé.

## Comparaison des résultats de 2008 et 2007

Au troisième trimestre de 2008, par rapport au troisième trimestre de 2007, EnCana :

- a inscrit une augmentation de 27 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 2 809 M\$;
- a enregistré une hausse de 40 % du bénéfice d'exploitation, qui s'est établi à 1 442 M\$;
- a déclaré une augmentation de 280 % du bénéfice net, qui s'est établi à 3 553 M\$, en raison surtout de gains latents après impôts sur les opérations couvertures, établis à la valeur de marché, de 2 043 M\$ en 2008, contre des pertes de 69 M\$ en 2007;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 1 221 M\$, soit une augmentation de 578 M\$;
- a augmenté de 6 % la production totale, qui a atteint 4 718 millions de pieds cubes équivalents par jour (Mpi<sup>3</sup>e/j). Sur une base par action, la production a augmenté de 6 %;
- a augmenté de 16 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel, et a pratiquement maintenu en l'état la production tirée des principales zones de ressources de pétrole;
- a constaté une diminution de 440 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités en aval;
- a enregistré une hausse de 71 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 8,74 \$ le millier de pieds cubes (kpi<sup>3</sup>), et une hausse de 85 % du prix des liquides de gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 98,85 \$ le baril (b). A subi des pertes réalisées sur les couvertures de prix de 271 M\$ après impôts en 2008 comparativement à des gains de 323 M\$ après impôts en 2007;
- a constaté une diminution de la charge de rémunération à long terme par suite de la variation du cours de l'action d'EnCana qui s'est traduite par un recul de 149 M\$ des dépenses en immobilisations, de 111 M\$ des charges d'exploitation et de 108 M\$ des frais d'administration.

Pour les neuf premiers mois de 2008, par rapport aux neuf premiers mois de 2007, EnCana :

- a inscrit une augmentation de 24 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 8 087 M\$;
- a enregistré une hausse de 22 % du bénéfice d'exploitation, qui s'est établi à 3 956 M\$;
- a déclaré une augmentation de 69 % du bénéfice net, qui s'est établi à 4 867 M\$, en raison surtout de gains latents après impôts découlant des opérations de couverture, établis à la valeur de marché, de 1 071 M\$ en 2008, contre des pertes de 445 M\$ en 2007;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 2 932 M\$, soit une augmentation de 643 M\$;
- a augmenté de 7 % la production totale, qui a atteint 4 627 Mpi<sup>3</sup>e/j. Sur une base par action, la production a augmenté de 9 %;
- a augmenté de 17 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel, et a pratiquement maintenu en l'état la production tirée des principales zones de ressources de pétrole;
- a enregistré une hausse de 49 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 8,78 \$ le kpi<sup>3</sup>, et une hausse de 96 % du prix des liquides de gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 91,72 \$ le baril. A subi des pertes découlant des opérations de couverture de 658 M\$ après impôts en 2008 comparativement à des gains de 777 M\$ après impôts en 2007;
- a constaté une diminution de 555 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités en aval;
- a racheté environ 4,8 millions de ses actions ordinaires à un prix moyen de 67,13 \$ l'action dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des affaires (« OPRA »), au coût total de 326 M\$ pour les neuf premiers mois de 2008;
- a subi l'impact d'une augmentation de 9 % du taux du change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien, ce qui s'est traduit par un accroissement de 222 M\$ des dépenses en immobilisations, de 73 M\$ des charges d'exploitation, de 21 M\$ des frais d'administration et de 143 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- a augmenté ses dividendes trimestriels, les portant à 0,40 \$ par action pour les neuf premiers mois de 2008, contre 0,20 \$ par action pour la période correspondante en 2007;
- a déclaré un ratio dette nette/BAIIA ajusté de 0,6x et un ratio dette nette/capitaux permanents de 26 % au 30 septembre 2008. Compte non tenu de gains latents, établis à la valeur du marché, sur des instruments de gestion des risques, le ratio dette nette/capitaux permanents aurait été de 29 %.

## 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		
	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
<b>Prix de référence du gaz naturel</b>						
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	9,24 \$	65 %	5,61 \$	8,58 \$	26 %	6,81 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	10,24	66 %	6,16	9,73	42 %	6,83
Prix Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	5,88	100 %	2,94	7,15	74 %	4,11
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	9,98	69 %	5,89	9,43	44 %	6,56
Écart de base (\$/Mbtu)						
AECO/NYMEX	1,28	52 %	0,84	1,28	80 %	0,71
Rocheuses/NYMEX	4,36	35 %	3,22	2,58	-5 %	2,71
Texas/NYMEX	0,26	-4 %	0,27	0,30	11 %	0,27
<b>Prix de référence du pétrole brut</b>						
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	118,22	57 %	75,15	113,52	71 %	66,22
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	100,22	90 %	52,71	93,16	99 %	46,86
Écart WTI/WCS (\$/b)	18,00	-20 %	22,44	20,36	5 %	19,36
<b>Marge de raffinage de référence</b>						
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) <sup>1)</sup>	17,29	-6 %	18,48	12,86	-37 %	20,50
<b>Taux de change</b>						
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,961	- %	0,957	0,982	9 %	0,905

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. Le calcul des marges de 2007 et de 2008 est fondé sur le diesel à très faible teneur en soufre.

## Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2008			2007				2006
	2008	2007	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
<b>Total des données consolidées</b>										
Flux de trésorerie <sup>1)</sup> - par action, dilué	<b>8 087</b> \$ <b>10,75</b>	6 519 \$ 8,49	<b>2 809</b> \$ <b>3,74</b>	2 889 \$ 3,85	2 389 \$ 3,17	1 934 \$ 2,56	2 218 \$ 2,93	2 549 \$ 3,33	1 752 \$ 2,25	1 761 \$ 2,18
Bénéfice net - par action, de base	<b>4 867</b> <b>6,49</b>	2 877 3,79	<b>3 553</b> <b>4,74</b>	1 221 1,63	93 0,12	1 082 1,44	934 1,24	1 446 1,91	497 0,65	663 0,84
- par action, dilué	<b>6,47</b>	3,75	<b>4,73</b>	1,63	0,12	1,43	1,24	1,89	0,64	0,82
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup> - par action, dilué	<b>3 956</b> <b>5,26</b>	3 251 4,24	<b>1 442</b> <b>1,92</b>	1 469 1,96	1 045 1,39	849 1,12	1 032 1,37	1 369 1,79	850 1,09	675 0,84
<b>Activités poursuivies</b>										
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>1)</sup>	<b>8 087</b>	6 519	<b>2 809</b>	2 889	2 389	1 934	2 218	2 549	1 752	1 742
Résultat net des activités poursuivies	<b>4 867</b>	2 877	<b>3 553</b>	1 221	93	1 007	934	1 446	497	643
- par action, de base	<b>6,49</b>	3,79	<b>4,74</b>	1,63	0,12	1,34	1,24	1,91	0,65	0,81
- par action, dilué	<b>6,47</b>	3,75	<b>4,73</b>	1,63	0,12	1,33	1,24	1,89	0,64	0,80
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2)</sup>	<b>3 956</b>	3 251	<b>1 442</b>	1 469	1 045	849	1 032	1 369	850	672
Produits, déduction faite des redevances	<b>23 429</b>	15 645	<b>10 766</b>	7 321	5 342	5 801	5 596	5 613	4 436	3 676

- 1) Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies sont des mesures hors PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.
- 2) Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures hors PCGR et ils sont traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

### 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 de la variation nette 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. 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. 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.

### Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>3 058</b> \$	2 180 \$	<b>6 812</b> \$	6 236 \$
(Ajouter) Déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(19)	1	(283)	5
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	<b>268</b>	(39)	<b>(992)</b>	(288)
Flux de trésorerie	<b>2 809</b> \$	2 218 \$	<b>8 087</b> \$	6 519 \$

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007

Les flux de trésorerie du troisième trimestre de 2008 ont augmenté de 591 M\$, ou 27 %, par rapport à ceux du troisième trimestre de 2007. Cette augmentation des flux de trésorerie est attribuable aux faits suivants :

- le prix total moyen des liquides de gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est accru de 85 % pour se chiffrer à 98,85 \$ le baril en 2008, contre 53,37 \$ le baril en 2007;
- le prix total moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 71 % pour atteindre 8,74 \$/kpi<sup>3</sup> en 2008, contre 5,10 \$/kpi<sup>3</sup> en 2007;
- le volume de production de gaz naturel a atteint 3 917 Mpi<sup>3</sup>/j en 2008, en hausse de 8 %, contre 3 630 Mpi<sup>3</sup>/j en 2007.

La diminution des flux de trésorerie est due à ce qui suit :

- les pertes après impôts réalisées sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel, pétrole brut et autres) se sont établies à 271 M\$ en 2008, contre des gains après impôts de 323 M\$ en 2007;
- la baisse de 440 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités en aval, en raison essentiellement de marges de raffinage moins élevées;
- les augmentations des frais de transport et de vente, des charges d'exploitation, de la taxe à la production, des impôts miniers et des frais d'administration ainsi que des intérêts débiteurs, déduction faite de la charge de rémunération à long terme, en 2008 comparativement à 2007.

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007

Les flux de trésorerie des neuf premiers mois de 2008 ont augmenté de 1 568 M\$, ou 24 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2007. Cette augmentation des flux de trésorerie est attribuable aux faits suivants :

- le prix total moyen des liquides de gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est accru de 96 % pour se chiffrer à 91,72 \$ le baril en 2008, contre 46,84 \$ le baril en 2007;
- le prix total moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 49 % pour atteindre 8,78 \$/kpi<sup>3</sup> en 2008, contre 5,91 \$/kpi<sup>3</sup> en 2007;
- le volume de production de gaz naturel a atteint 3 830 Mpi<sup>3</sup>/j en 2008, en hausse de 9 %, contre 3 513 Mpi<sup>3</sup>/j en 2007.

La diminution des flux de trésorerie est due à ce qui suit :

- les pertes après impôts réalisées sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel, pétrole brut et autres) se sont établies à 658 M\$ en 2008, contre des gains après impôts de 777 M\$ en 2007;
- les augmentations des frais de transport et de vente, des charges d'exploitation, de la taxe à la production, des impôts miniers et des frais d'administration ainsi que des intérêts débiteurs, déduction faite de la charge de rémunération à long terme, en 2008 comparativement à 2007;
- la baisse de 555 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités en aval, en raison surtout de marges de raffinage moins élevées;
- les impôts exigibles ont diminué surtout en raison de l'économie d'impôts prévue liée aux opérations de couverture du prix des marchandises mentionnées ci-dessus et partiellement neutralisée par les flux de trésorerie tirés de l'exploitation accrus à la suite de la progression des prix et des niveaux de production et par une économie d'impôts non récurrente de 174 M\$ en 2007 liée à une modification apportée aux dispositions des lois fiscales comparativement à aucun montant en 2008.

## **BÉNÉFICE NET**

### **Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007**

Le bénéfice net d'EnCana pour le troisième trimestre de 2008 a été de 2 619 M\$ supérieur à celui de 2007. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question précédemment, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- les gains latents sur les opérations de couverture, établis à la valeur de marché, ont atteint 2 043 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des pertes de 69 M\$ après impôts en 2007;
- la diminution de 227 M\$ de la charge de rémunération à long terme, en raison de la variation du cours de l'action d'EnCana, contre une diminution de 8 M\$ en 2007;
- le gain après impôts de 99 M\$ à la vente de participations au Brésil en 2008, contre un gain après impôts de 25 M\$ à la vente d'actifs en Australie en 2007;
- la charge pour amortissement et épuisement s'est accrue de 107 M\$ en 2008 comparativement à 2007, essentiellement en raison de la hausse des volumes de production.

### **Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007**

Le bénéfice net d'EnCana pour les neuf premiers mois de 2008 a été de 1 990 M\$ supérieur à celui de 2007. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question précédemment, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- les gains latents sur les opérations de couverture, établis à la valeur de marché, ont atteint 1 071 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des pertes de 445 M\$ après impôts en 2007;
- la charge pour amortissement et épuisement s'est accrue de 497 M\$ en 2008 comparativement à 2007 essentiellement en raison de la hausse des volumes de production et de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- outre l'incidence sur les gains latents sur les opérations de couverture, établis à la valeur du marché, les impôts sur les bénéfices futurs ont augmenté en 2008 par rapport à 2007. Cette hausse des impôts futurs comprend les impôts futurs rattachés aux gains de change latents de 132 M\$ en 2008 comparativement à aucun montant en 2007 et une économie d'impôts non récurrente de 57 M\$ en 2007 liée à des modifications apportées aux dispositions des lois fiscales comparativement à aucun montant en 2008.

## **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 ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations qui sont comparables entre les périodes. Le bénéfice d'exploitation est égal au bénéfice d'exploitation des activités poursuivies des neuf premiers mois de 2008 et de la période correspondante de 2007.

## Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre				Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			
	2008		2007		2008		2007	
	Par action <sup>5)</sup>		Par action <sup>5)</sup>		Par action <sup>5)</sup>		Par action <sup>5)</sup>	
Bénéfice net, montant déjà établi	3 553 \$	4,73 \$	934 \$	1,24 \$	4 867 \$	6,47 \$	2 877 \$	3,75 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :								
- gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	2 043	2,72	(69)	(0,09)	1 071	1,42	(445)	(0,58)
- gain (perte) de change non lié à l'exploitation (après impôts) <sup>1)</sup>	(31)	(0,04)	(54)	(0,07)	(259)	(0,34)	(50)	(0,07)
- gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts) <sup>2)</sup>	99	0,13	25	0,03	99	0,13	84	0,11
Économie d'impôts futurs en raison de réductions du taux d'imposition	-	-	-	-	-	-	37	0,05
Bénéfice d'exploitation <sup>3) 4)</sup>	1 442 \$	1,92 \$	1 032 \$	1,37 \$	3 956 \$	5,26 \$	3 251 \$	4,24 \$

- Gain de change latent (perte) à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada, effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise et gain ou perte de change lié au règlement d'opérations intersociétés, après impôts et impôts futurs liés à la conversion de la dette intersociété en dollars américains constatée uniquement à des fins fiscales. La majeure partie de la dette libellée en dollars américains émise au Canada découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent 5 ans.
- Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2008, gain à la vente de participations au Brésil. Pour le troisième trimestre de 2007, gain à la vente d'actifs en Australie; pour les neuf premiers mois de 2007, gain à la vente d'actifs en Australie et de participations au Tchad.
- 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, de l'incidence après impôts des gains latents (pertes) sur instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette en dollars américains émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, du gain ou de la perte de change après impôts lié au règlement d'opérations intersociétés, des impôts futurs liés à la conversion de la dette en dollars américains constatée uniquement à des fins fiscales et de l'incidence des modifications des taux d'imposition réglementaires. En 2007, EnCana a modifié son calcul du bénéfice d'exploitation qui ne tient à présent plus compte des effets du change sur le règlement des opérations intersociétés importantes afin de fournir des informations plus comparables d'une période à l'autre.
- Les gains ou les pertes latents et les gains ou les pertes de change réalisés au règlement d'opérations intersociétés n'ont pas d'incidence sur les flux de trésorerie.
- Par action ordinaire – résultat dilué.

## TAUX DE CHANGE

Comme il a été indiqué à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain est pratiquement resté inchangé à 0,961 \$ au troisième trimestre de 2008, contre 0,957 \$ au troisième trimestre de 2007, et a augmenté de 9 %, passant de 0,905 \$ pour les neuf premiers mois de 2007 à 0,982 \$ pour les neuf premiers mois de 2008. Le tableau qui suit présente l'incidence sur les activités d'EnCana de ces augmentations par rapport aux périodes correspondantes de 2007.

	Trimestre terminé le 30 septembre 2008		Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008	
	En millions de dollars	\$/kpi <sup>3</sup> e	En millions de dollars	\$/kpi <sup>3</sup> e
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,961 \$		0,982 \$	
Variation par rapport à la période correspondante en 2007	0,004		0,077	
Augmentation (diminution) des éléments suivants :				
- dépenses en immobilisations	2 \$		222 \$	
- charges d'exploitation	1	-	73	0,06
- frais d'administration	1	-	21	0,02
- charge d'amortissement et d'épuisement	2		143	

Pour de plus amples renseignements concernant l'incidence du cours du change sur les résultats d'EnCana en 2008, le lecteur peut consulter la section *Corporate Guidance* du site Web de la Société à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).



## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### Volumes de production

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2008			2007				2006
	2008	2007	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Gaz produit ( $Mpi^3/j$ )										
Plaines canadiennes	849	874	831	856	860	876	858	874	891	901
Contreforts canadiens	1 299	1 236	1 351	1 289	1 256	1 313	1 280	1 231	1 196	1 207
États-Unis	1 618	1 305	1 674	1 629	1 552	1 464	1 387	1 303	1 222	1 201
Activités pétrolières intégrées – Autres <sup>1)</sup>	64	98	61	67	65	69	105	98	91	97
	<b>3 830</b>	3 513	<b>3 917</b>	3 841	3 733	3 722	3 630	3 506	3 400	3 406
Pétrole brut ( $b/j$ )										
Plaines canadiennes	66 549	71 159	64 789	65 097	69 781	70 287	70 711	70 148	72 639	69 567
Contreforts canadiens	8 486	8 140	8 217	8 376	8 867	8 441	7 978	7 959	8 489	8 643
Foster Creek/Christina Lake	28 542	26 688	31 547	24 671	29 376	27 190	28 740	27 994	23 269	46 678
Activités pétrolières intégrées – Autres <sup>1)</sup>	2 930	2 568	2 273	3 009	3 514	3 040	2 235	2 489	2 990	5 341
	<b>106 507</b>	108 555	<b>106 826</b>	101 153	111 538	108 958	109 664	108 590	107 387	130 229
LGN ( $b/j$ )										
Plaines canadiennes	1 199	1 206	1 147	1 189	1 262	1 422	1 209	1 206	1 203	1 397
Contreforts canadiens	11 588	9 748	11 730	11 779	11 256	10 966	9 932	9 811	9 497	10 459
États-Unis	13 524	13 976	13 853	13 482	13 232	14 791	15 578	13 809	12 503	12 584
	<b>26 311</b>	24 930	<b>26 730</b>	26 450	25 750	27 179	26 719	24 826	23 203	24 440
Total ( $Mpi^3e/j$ ) <sup>2)</sup>	<b>4 627</b>	4 314	<b>4 718</b>	4 607	4 557	4 539	4 448	4 306	4 184	4 334

1) Volumes liés aux zones d'exploitation à l'extérieur de Foster Creek et de Christina Lake, compte tenu d'Athabasca (gaz) et Senlac (pétrole brut).

2) LGN convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 6 000 pieds cubes par baril.

### Principales zones de ressources

	Trimestres terminés les 30 septembre					Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre				
	Production quotidienne			Activités de forage (nombre de puits forés, net)		Production quotidienne			Activités de forage (nombre de puits forés, net)	
	Variation entre 2008 et 2007			2008	2007	Variation entre 2008 et 2007			2008	2007
	2008	2007	2007			2008	2007	2007		
<b>Gaz naturel (<math>Mpi^3/j</math>)</b>										
Jonah	615	5 %	588	43	31	613	14 %	539	135	112
Piceance	407	15 %	354	94	72	387	12 %	346	258	209
East Texas	339	135 %	144	22	9	309	140 %	129	55	27
Fort Worth	148	16 %	128	21	17	142	19 %	119	62	60
Greater Sierra	228	4 %	220	29	27	217	4 %	208	92	82
Cutbank Ridge <sup>1)</sup>	322	20 %	269	17	23	291	16 %	250	65	82
Bighorn <sup>1)</sup>	185	36 %	136	11	18	167	37 %	122	59	56
CBM	309	21 %	256	78	323	303	21 %	251	339	749
Shallow Gas	691	-3 %	713	233	608	706	-3 %	725	812	1 265
	<b>3 244</b>	<b>16 %</b>	<b>2 808</b>	<b>548</b>	<b>1 128</b>	<b>3 135</b>	<b>17 %</b>	<b>2 689</b>	<b>1 877</b>	<b>2 642</b>
<b>Pétrole (b/j)</b>										
Foster Creek	26 979	3 %	26 243	6	8	24 936	4 %	24 059	19	17
Christina Lake	4 568	83 %	2 497	-	1	3 606	37 %	2 629	-	3
	<b>31 547</b>	<b>10 %</b>	<b>28 740</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>28 542</b>	<b>7 %</b>	<b>26 688</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Pelican Lake	22 196	-6 %	23 617	-	-	22 510	-2 %	23 086	-	-
Weyburn	13 590	-10 %	15 032	4	9	13 583	-9 %	15 009	18	27
	<b>67 333</b>	<b>- %</b>	<b>67 389</b>	<b>10</b>	<b>18</b>	<b>64 635</b>	<b>- %</b>	<b>64 783</b>	<b>37</b>	<b>47</b>
<b>Total (<math>Mpi^3e/j</math>)<sup>2)</sup></b>	<b>3 648</b>	<b>14 %</b>	<b>3 210</b>	<b>558</b>	<b>1 146</b>	<b>3 523</b>	<b>15 %</b>	<b>3 076</b>	<b>1 914</b>	<b>2 689</b>

- 1) Les données concernant la production des principales zones de ressources et le nombre de puits forés en 2007 pour Cutbank Ridge et Bighorn ont été retraitées au premier trimestre de 2008 pour tenir compte de l'ajout de nouvelles régions et zones qui répondent maintenant aux critères internes d'EnCana des principales zones de ressources.
- 2) Les données relatives au total de la production des principales zones de ressources et au nombre de puits forés en 2007 ont été retraitées au premier trimestre de 2008 pour inclure Weyburn dans les principales zones de ressources de pétrole.

Les volumes de production du troisième trimestre de 2008 ont augmenté de 6 %, ou 270  $Mpi^3e/j$ , par rapport à la période correspondante de 2007 et ceux des neuf premiers mois de 2008 ont augmenté de 7 %, ou 313  $Mpi^3e/j$ , par rapport à la période correspondante de 2007, par suite d'un accroissement de 16 % et 17 %, respectivement, de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana. Ces hausses ont été atténuées en partie par une baisse de rendement normale des biens classiques.

### SECTEURS D'EXPLOITATION D'ENCANA APRÈS LA RÉORGANISATION

Comme il en a été question à la rubrique sur les activités d'EnCana du présent rapport de gestion, la Société a annoncé ses projets de scinder EnCana en deux sociétés énergétiques hautement spécialisées. Les secteurs d'exploitation d'EnCana, après la réorganisation, comprendront les secteurs Contreforts canadiens et États-Unis.

## SECTEURS CONTREFORTS CANADIENS ET ÉTATS-UNIS

### Gaz produit

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007

#### Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les données unitaires en dollars par milliers de pieds cubes)

	2008			
	Contreforts canadiens		États-Unis	
		\$/kpi <sup>3</sup>		\$/kpi <sup>3</sup>
Produits, déduction faite des redevances/prix	1 123 \$	9,03 \$	1 315 \$	8,54 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	(141)		(52)	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	12	0,09	86	0,56
Transport et vente	54	0,43	132	0,86
Exploitation	108	0,87	59	0,38
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net <sup>1)</sup>	808 \$	7,64 \$	986 \$	6,74 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,51 \$		6,40 \$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)		1 351		1 674

  

	2007			
	Contreforts canadiens		États-Unis	
		\$/kpi <sup>3</sup>		\$/kpi <sup>3</sup>
Produits, déduction faite des redevances/prix	643 \$	5,46 \$	598 \$	4,68 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	122		336	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	9	0,08	49	0,38
Transport et vente	48	0,41	77	0,60
Exploitation	114	0,96	68	0,52
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net <sup>1)</sup>	594 \$	4,01 \$	740 \$	3,18 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		5,04 \$		5,82 \$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)		1 280		1 387

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

#### Variation des produits tirés du gaz produit

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Contreforts canadiens	765 \$	165 \$	52 \$	982 \$
États-Unis	934	112	217	1 263
Total du gaz produit	1 699 \$	277 \$	269 \$	2 245 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement à la période correspondante de 2007, les produits des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis, déduction faite des redevances, ont augmenté pour le troisième trimestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 82 % du prix du gaz naturel aux États-Unis et une augmentation de 65 % du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- une augmentation de 21 % du volume de production du gaz naturel aux États-Unis et une augmentation de 6 % du volume de production de gaz naturel de la division Contreforts canadiens.

contrebalancées par :

- les pertes réalisées sur les opérations de couverture de la division Contreforts canadiens de 141 M\$ ou 1,13 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2008, contre des gains de 122 M\$ ou 1,03 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2007 et des pertes réalisées sur les couvertures de prix aux États-Unis de 52 M\$ ou de 0,34 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2008, contre des gains de 336 M\$ ou 2,64 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2007.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté en 2008, par suite du succès des programmes de forage et d'exploitation à East Texas, Piceance, Jonah et Fort Worth et par suite du volume additionnel découlant de l'acquisition de Deep Bossier et de la mise en valeur des installations de compression et de captage à Jonah. Le volume de gaz produit de la division Contreforts canadiens a augmenté en 2008 par rapport à 2007, en raison de la réussite des programmes de forage et des nouvelles installations dans les principales zones de ressources de Coalbed Methane (« CBM »), Cutbank Ridge et Bighorn, laquelle a été atténuée par la baisse de rendement normale des biens classiques.

L'augmentation du prix du gaz naturel des secteurs États-Unis et Contreforts canadiens en 2008, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec la variation des prix de référence AECO et NYMEX et avec les variations des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et la pondération relatifs à certains points de vente.

Les charges unitaires au titre de la production de gaz naturel et les impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 47 % ou 0,18 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2008 comparativement à 2007, en raison essentiellement d'une hausse du prix du gaz naturel.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 43 % ou de 0,26 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2008, par rapport à 2007, en raison d'un accroissement des engagements non utilisés en matière de transport, des frais de captage plus élevés et de transport du gaz sur de plus grandes distances sur le réseau Rockies Express afin d'obtenir des prix plus élevés.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division États-Unis ont diminué de 27 %, soit 0,14 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008 par rapport à 2007, par suite principalement de la diminution de la charge de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et à l'augmentation de la proportion des coûts fixes répartis sur des volumes de production plus élevés, atténuées par la hausse des salaires et charges sociales et par l'augmentation des frais de réparation et d'entretien. Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel pour la division Contreforts canadiens en 2008 ont été de 9 %, ou 0,09 \$ le kpi<sup>3</sup>, inférieures à celles de 2007, en raison de la baisse de la charge de rémunération à long terme, contrebalancée par l'accroissement des frais de captage et de traitement, des frais de réparation et d'entretien, des salaires et charges sociales, ainsi que des impôts fonciers et des coûts de location.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007

#### Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les données unitaires en dollars par milliers de pieds cubes)

	2008			
	Contreforts canadiens		États-Unis	
	\$/kpi <sup>3</sup>		\$/kpi <sup>3</sup>	
Produits, déduction faite des redevances/prix	3 159 \$	8,88 \$	3 945 \$	8,89 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	(268)		(191)	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	26	0,07	280	0,63
Transport et vente	158	0,44	367	0,83
Exploitation	432	1,21	266	0,60
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net <sup>1)</sup>	2 275 \$	7,16 \$	2 841 \$	6,83 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,41 \$		6,40 \$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)		1 299		1 618

2007

	Contreforts canadiens		États-Unis	
		\$/kpi <sup>3</sup>		\$/kpi <sup>3</sup>
Produits, déduction faite des redevances/prix	2 107 \$	6,24 \$	1 964 \$	5,51 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	245		790	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	32	0,10	127	0,36
Transport et vente	142	0,42	220	0,62
Exploitation	345	1,02	228	0,63
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net <sup>1)</sup>	1 833 \$	4,70 \$	2 179 \$	3,90 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		5,43 \$		6,12 \$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)		1 236		1 305

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

### Variation des produits tirés du gaz produit

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Contreforts canadiens	2 352 \$	389 \$	150 \$	2 891 \$
États-Unis	2 754	263	737	3 754
Total du gaz produit	5 106 \$	652 \$	887 \$	6 645 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement à la période correspondante de 2007, les produits des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis, pour les neuf premiers mois de 2008, déduction faite des redevances, ont augmenté pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 61 % du prix du gaz naturel aux États-Unis et une augmentation de 42 % du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- une augmentation de 24 % du volume de production du gaz naturel aux États-Unis et une augmentation de 5 % du volume de production de gaz naturel de la division Contreforts canadiens.

contrebalancées par :

- les pertes réalisées sur les couvertures de prix de la division Contreforts canadiens de 268 M\$, ou 0,75 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2008, contre des gains de 245 M\$, ou 0,73 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2007 et des pertes réalisées sur les opérations de couverture aux États-Unis de 191 M\$, ou 0,43 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2008, contre des gains de 790 M\$, ou 2,22 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2007.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté en 2008, par suite du succès des programmes de forage et d'exploitation à East Texas, Jonah, Piceance et Fort Worth et par suite du volume découlant de l'acquisition de Deep Bossier et de la mise en valeur des installations de compression et de captage à Jonah. Le volume de gaz produit de la division Contreforts canadiens a augmenté en 2008 en raison de la réussite des programmes de forage et des nouvelles installations dans les principales zones de ressources de CBM, Bighorn et Cutbank Ridge, cette réussite étant en partie atténuée par la baisse de rendement normale des biens classiques.

L'augmentation du prix du gaz naturel des secteurs États-Unis et Contreforts canadiens en 2008, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec la variation des prix de référence AECO et NYMEX et avec les variations des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et la pondération relatifs à certains points de vente.

Les charges unitaires au titre de la production de gaz naturel et les impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 75 %, ou de 0,27 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2008 comparativement à 2007, en raison principalement d'une hausse du prix du gaz naturel.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 34 %, ou de 0,21 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2008 par rapport à 2007, en raison du transport du gaz sur de plus grandes distances sur le réseau Rockies Express afin d'obtenir des prix plus élevés et un accroissement des engagements non utilisés en matière de transport.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont accrues de 19 %, soit 0,19 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008 par rapport à 2007, par suite principalement de la montée du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de l'augmentation des frais de réparation et d'entretien découlant des arrêts prévus des usines, des frais de captage et de traitement et des salaires et charges sociales, contrebalancées par la baisse de la charge de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana. Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel du secteur États-Unis ont subi l'effet de la hausse de la proportion des coûts fixes répartis sur des volumes de production plus élevés et de la baisse de la charge de rémunération à long terme, atténuées par l'augmentation des salaires et charges sociales, des frais de réparation et d'entretien, ainsi que des frais de reconditionnement.

## Pétrole brut et LGN

### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2008		2007	
	Contreforts canadiens	États-Unis	Contreforts canadiens	États-Unis
Produits, déduction faite des redevances	172 \$	124 \$	100 \$	86 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	2	11	1	3
Transport et vente	3	-	3	-
Exploitation	7	-	9	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	160 \$	113 \$	87 \$	83 \$

#### Variation des produits tirés de la production de pétrole brut et de LGN

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Contreforts canadiens	100 \$	56 \$	16 \$	172 \$
États-Unis	86	53	(15)	124
Total, pétrole brut et LGN	186 \$	109 \$	1 \$	296 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Les produits tirés du pétrole brut et des LGN des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis pour le troisième trimestre de 2008, déduction faite des redevances, ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 68 % du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens et une augmentation de 58 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;

atténués par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 17 M\$, ou 9,20 \$ le baril, en 2008 pour la division Contreforts canadiens, contre des pertes de 8 M\$, ou 4,73 \$ le baril, en 2007.

#### Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Contreforts canadiens	
	2008	2007
Prix <sup>1)</sup>	112,73 \$	67,07 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	1,65	0,76
Transport et vente	2,12	2,16
Exploitation	10,02	11,21
Prix net	98,94 \$	52,94 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	8 217	7 978

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

Le prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens a augmenté en 2008 par suite des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS et d'une diminution des marges moyennes. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont élevées à environ 7 M\$, soit 9,53 \$ par baril en 2008, contre des pertes d'environ 4 M\$, soit 4,68 \$ par baril en 2007.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont augmenté de 117 %, ou 0,89 \$ par baril, en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la hausse des prix du pétrole brut.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont diminué de 11 %, ou 1,19 \$ le baril, en 2008 comparativement à 2007, en raison surtout de la diminution des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien, ainsi que des salaires et charges sociales, atténuée par la hausse des coûts d'électricité.

### Résultats unitaires – LGN

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit. Les volumes de production de LGN de la division États-Unis se sont élevés à 13 853 b/j en 2008, contre 15 578 b/j en 2007, et les volumes de production de LGN de la division Contreforts canadiens se sont chiffrés à 11 730 b/j en 2008, contre 9 932 b/j en 2007. Le prix moyen obtenu pour les LGN de la division États-Unis a connu une hausse de 62 %, s'établissant à 97,63 \$ le baril en 2008, contre 60,17 \$ le baril en 2007, et le prix moyen obtenu pour les LGN de la division Contreforts canadiens a augmenté de 51 % pour s'établir à 95,49 \$ le baril en 2008, contre 63,06 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2008		2007	
	Contreforts canadiens	États-Unis	Contreforts canadiens	États-Unis
Produits, déduction faite des redevances	494 \$	353 \$	268 \$	210 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	4	31	2	15
Transport et vente	9	-	7	-
Exploitation	30	-	23	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	451 \$	322 \$	236 \$	195 \$

#### Variation des produits tirés de la production de pétrole brut et de LGN

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Contreforts canadiens	268 \$	172 \$	54 \$	494 \$
États-Unis	210	153	(10)	353
Total, pétrole brut et LGN	478 \$	325 \$	44 \$	847 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Les produits tirés du pétrole brut et des LGN des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis pour les neuf premiers mois de 2008, déduction faite des redevances, ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 81 % du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens et un accroissement de 73 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;

atténués par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 48 M\$, ou 8,70 \$ le baril, en 2008 pour la division Contreforts canadiens, contre des pertes de 7 M\$, ou 1,35 \$ le baril, en 2007.

## Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Contreforts canadiens	
	2008	2007
Prix <sup>1)</sup>	106,53 \$	58,79 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	1,61	0,86
Transport et vente	2,24	1,81
Exploitation	13,10	10,19
Prix net	89,58 \$	45,93 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	8 486	8 140

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

Le prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens a augmenté en 2008 par suite des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS, contrebalancées par une augmentation des marges moyennes. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont élevées à environ 20 M\$, soit 8,61 \$ le baril, en 2008, contre des pertes d'environ 3 M\$, ou 1,32 \$ le baril, en 2007.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont augmenté de 87 %, ou 0,75 \$ le baril, en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la hausse des prix du pétrole brut et de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut de la division des Contreforts canadiens ont augmenté de 24 %, ou 0,43 \$ le baril en 2008 par rapport à 2007, en raison de la hausse des taux tarifaires des pipelines et de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont accrues de 29 %, ou 2,91 \$ le baril en 2008 comparativement à 2007. Cet accroissement s'explique surtout par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et par l'augmentation des coûts d'électricité et des frais de captage et de traitement.

## Résultats unitaires - LGN

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit. Les volumes de production de LGN de la division États-Unis se sont élevés à 13 524 b/j en 2008, contre 13 976 b/j en 2007, et les volumes de production de LGN de la division Contreforts canadiens se sont chiffrés à 11 588 b/j en 2008, contre 9 748 b/j en 2007. Le prix moyen obtenu pour les LGN de la division États-Unis a connu une hausse de 73 %, s'établissant à 95,35 \$ le baril en 2008, contre 54,96 \$ le baril en 2007, et le prix moyen obtenu pour les LGN de la division Contreforts canadiens a augmenté de 72 % pour s'établir à 92,69 \$ le baril en 2008, contre 53,89 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

## SECTEURS D'EXPLOITATION DE CENOVUS APRÈS LA RÉORGANISATION

Comme il en a été question à la rubrique sur les activités d'EnCana du présent rapport de gestion, la Société a annoncé ses projets de scinder EnCana en deux sociétés énergétiques hautement spécialisées. Les secteurs d'exploitation de Cenovus, après la réorganisation, comprendront les secteurs Activités pétrolières intégrées et Plaines canadiennes.

## ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

### Activités de Foster Creek et Christina Lake

Le 2 janvier 2007, EnCana et ConocoPhillips se sont associées à parts égales dans une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord. La coentreprise est composée d'une entité en amont et d'une entité en aval. L'entité en amont est composée d'actifs apportés par EnCana, soit principalement les biens pétroliers de Foster Creek et de Christina Lake, tandis que l'entité en aval est composée des raffineries Wood River (Illinois) et Borger (Texas), apportées par ConocoPhillips.

L'entité en amont a pour but d'accroître la capacité de production à Foster Creek et à Christina Lake pour la porter à 400 000 b/j de bitume (à pleine capacité avant les redevances) d'ici 2016.



Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007

**Résultats financiers**

(en millions de dollars)	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	362 \$	160 \$
Charges		
Transport et vente	137	62
Exploitation	42	35
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	183 \$	63 \$

**Variation des produits tirés de la production de pétrole brut**

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :			2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	Autre <sup>2)</sup>	
Foster Creek/Christina Lake	160 \$	127 \$	- \$	75 \$	362

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

2) Les produits présentés tiennent compte de la valeur du condensat vendu comme mélange de bitume. Les coûts du condensat sont comptabilisés dans les frais de transport et de vente.

Comparativement au troisième trimestre de 2007, les produits du troisième trimestre de 2008, déduction faite des redevances, ont augmenté pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 113 % du prix du pétrole brut, compte non tenu des couvertures;
- un volume des ventes de pétrole brut pratiquement inchangé, en raison d'une hausse de 10 % du volume de production, atténuée par les variations des stocks;

atténués par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises de 21 M\$, ou 7,66 \$ le baril, en 2008, contre des pertes de 16 M\$, ou 5,81 \$ le baril, en 2007.

**Résultats unitaires – Pétrole brut**

(en \$ par baril)	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Prix <sup>1)2)</sup>	91,21 \$	42,86 \$
Charges		
Transport et vente	2,10	2,10
Exploitation	15,53	12,55
Prix net	73,58 \$	28,21 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	31 547	28 740

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

2) Représente les prix de vente pondérés, déduction faite des coûts d'achat du condensat.

Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake a augmenté en 2008 en raison des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2007 et d'écarts de prix plus faibles. Le WCS en pourcentage du WTI s'est établi à 85 % en 2008, comparativement à 70 % en 2007.

Les charges d'exploitation unitaires en 2008 imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont augmenté de 24 %, ou 2,98 \$ par baril, comparativement à celles de 2007. Cette hausse découle essentiellement de l'augmentation du coût du carburant acheté, des effectifs et des frais de reconditionnement, contrebalancée par la baisse de la charge de rémunération à long terme, en raison de la variation du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007

**Résultats financiers**

(en millions de dollars)

	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	898 \$	552 \$
Charges		
Transport et vente	380	258
Exploitation	133	123
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	385 \$	171 \$

**Variation des produits tirés de la production de pétrole brut**

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :			2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	Autre <sup>2)</sup>	
Foster Creek/Christina Lake	552 \$	281 \$	(62) \$	127 \$	898 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

2) Les produits présentés tiennent compte de la valeur du condensat vendu comme mélange de bitume. Les coûts du condensat sont comptabilisés dans les frais de transport et de vente.

Comparativement aux neuf premiers mois de 2007, les produits des neuf premiers mois de 2008, déduction faite des redevances, ont augmenté pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 112 % du prix du pétrole brut, compte non tenu des couvertures;

atténuée par :

- des pertes réalisées sur les couvertures de 79 M\$, ou 10,47 \$ le baril, en 2008, contre des pertes de 10 M\$, ou 1,15 \$ le baril, en 2007;
- une diminution des volumes de ventes de pétrole brut attribuable à l'arrêt prévu à Foster Creek au deuxième trimestre de 2008 et aux variations des stocks.

## Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Prix <sup>1) 2)</sup>	81,64 \$	38,45 \$
Charges		
Transport et vente	2,51	2,92
Exploitation	17,69	14,59
Prix net	61,44 \$	20,94 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	28 542	26 688

- 1) Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.  
2) Représente les prix de vente pondérés, déduction faite des coûts d'achat du condensat.

Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake a augmenté en 2008 en raison des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2007 et des écarts de prix qui n'augmentent pas autant que les prix de référence. Le WCS en pourcentage du WTI s'est établi à 82 % en 2008, comparativement à 71 % en 2007.

Les charges unitaires de transport et de vente imputées en 2008 au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont diminué de 14 %, ou 0,41 \$ par baril, comparativement à celles de 2007, en raison de la variabilité de la destination des ventes et des pipelines utilisés pour le transport du bitume, contrebalancée en partie par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et de Christina Lake ont augmenté de 21 %, ou 3,10 \$ le baril, en 2008 par rapport à 2007. Cette hausse est principalement attribuable à la hausse du coût du carburant acheté, à l'accroissement des effectifs et des travaux de reconditionnement. De plus, par rapport à 2007, les charges d'exploitation se sont ressenties en 2008 de la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain.

## Activités en aval

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Produits	2 699 \$	2 049 \$	7 514 \$	5 109 \$
Charges				
Exploitation	116	98	375	317
Produits achetés	2 679	1 607	6 800	3 898
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	(96) \$	344 \$	339 \$	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 Wood River et Borger, exploitées par ConocoPhillips.

La raffinerie Wood River, située à Roxana, dans l'Illinois, a une capacité d'environ 306 000 b/j de pétrole lourd (à pleine capacité). Au cours du troisième trimestre de 2008, la raffinerie Wood River a obtenu les approbations réglementaires pour commencer les travaux de construction liés au projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie. La quote-part de 50 % de ce projet qui revient à EnCana devrait coûter environ 1,8 G\$. La fin des travaux et la pleine exploitation des installations sont prévues pour 2011. L'agrandissement permettra d'accroître de 50 000 b/j la capacité de raffinage de pétrole brut pour la faire passer à 356 000 b/j (à pleine capacité) et portera la capacité de raffinage du pétrole lourd à 240 000 b/j, soit plus du double.

La raffinerie Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité d'environ 146 000 b/j de pétrole brut et d'environ 45 000 b/j de LGN (à pleine capacité). L'unité de cokéfaction installée en 2007 permet de raffiner environ 35 000 b/j de pétrole brut Western Canadian Select.

Les activités en aval ont comme objectif de raffiner, grâce aux raffineries Wood River et Borger, au total environ 240 000 b/j de bitume (à pleine capacité) en carburant de transport d'ici 2016. Actuellement, les raffineries ont une capacité de raffinage d'environ 70 000 b/j de bitume (à pleine capacité).

Les produits tiennent compte de la quote-part de 50 % d'EnCana des ventes de produits du pétrole raffiné aux États-Unis. En 2008, les flux de trésorerie d'exploitation ont subi l'incidence d'un recul des marges de raffinage, comme en témoigne la marge de craquage 3-2-1 Chicago, dont il est fait mention à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion. La marge de craquage 3-2-1 Chicago a régressé de 6 %, s'établissant à 17,29 \$ le baril pour le troisième trimestre de 2008, contre 18,48 \$ le baril en 2007 et a

diminué de 37 % pour s'établir à 12,86 \$ le baril pour les neuf premiers mois de 2008, contre 20,50 \$ le baril en 2007. Globalement, les deux raffineries ont une capacité combinée de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j et tournaient en moyenne à 91 % de cette capacité pour le troisième trimestre de 2008, contre 102 % pour la période correspondante de 2007, et à 93 % pour les neuf premiers mois de 2008, contre 95 % en 2007. L'utilisation de pétrole brut aux raffineries a été inférieure pour le troisième trimestre de 2008, en raison surtout d'arrêts imprévus des activités de raffinage et d'entretien à Wood River et d'interruptions de la production de pétrole brut en raison du passage d'ouragans sur la côte du golfe du Mexique. Les produits raffinés ont été en moyenne de 438 000 b/j (219 000 b/j net pour EnCana) pour le troisième trimestre de 2008, contre 484 000 b/j (242 000 b/j net pour EnCana) en 2007 et de 446 000 b/j (223 000 b/j net pour EnCana) pour les neuf premiers mois de 2008, contre 454 000 b/j (227 000 b/j net pour EnCana) en 2007.

Au cours du troisième trimestre de 2008, les activités d'EnCana ont été caractérisées par le recul du coût des intrants, ce qui s'est traduit par une baisse de la valeur des stocks à la fin de la période et par une augmentation des coûts des produits achetés pour la période alors que les stocks produits à partir d'intrants plus coûteux étaient traités et vendus. De janvier 2007 jusqu'à juillet 2008, la Société a vu progresser le coût des intrants, si bien que le coût des produits achetés a reculé au cours de la période et la valeur des stocks a progressé, entraînant une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour chacune des périodes considérées jusqu'au 30 juin 2008. L'incidence de ces éléments sur les flux de trésorerie d'exploitation est une diminution de 95 M\$ pour le troisième trimestre de 2008 (augmentation de 72 M\$ en 2007) et une augmentation de 143 M\$ depuis le début de l'exercice (augmentation de 127 M\$ en 2007).

Les produits achetés, principalement du pétrole brut, ont représenté 96 % des charges totales du troisième trimestre de 2008, contre 94 % en 2007 et 95 % des dépenses totales des neuf premiers mois de 2008, contre 92 % en 2007. Le reste des charges d'exploitation est attribuable à la main-d'œuvre, aux services publics et aux fournitures. Les produits et les produits achetés du troisième trimestre ont augmenté de 32 % et de 67 %, respectivement, ce qui reflète l'augmentation importante du prix du pétrole brut ainsi que la baisse des marges de raffinerie.

### Autres activités pétrolières intégrées

Outre les activités de Foster Creek et de Christina Lake détenues à 50 %, le secteur Activités pétrolières intégrées gère également les activités de gaz naturel détenues à 100 % en Athabasca et les activités de pétrole brut à Senlac. Les volumes de production provenant de l'Athabasca se sont établis à 61 Mpi<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2008, contre 105 Mpi<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2007 et à 64 Mpi<sup>3</sup>/j pour les neuf premiers mois de 2008, contre 98 Mpi<sup>3</sup>/j pour les neuf premiers mois de 2007. Ce recul est imputable à des baisses de rendement normales. Les volumes de production provenant de Senlac se sont chiffrés à 2 273 b/j au troisième trimestre de 2008, contre 2 235 b/j au troisième trimestre de 2007 et à 2 930 b/j à la période de neuf mois de 2008, contre 2 568 b/j à la période de neuf mois de 2007.

## PLAINES CANADIENNES

### Gaz produit

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007

### Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les données unitaires en dollars par milliers de pieds cubes)

	Plaines canadiennes			
	2008		2007	
		\$/kpi <sup>3</sup>		\$/kpi <sup>3</sup>
Produits, déduction faite des redevances/prix	663 \$	8,67 \$	416 \$	5,26 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	(87)		82	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	14	0,17	11	0,13
Transport et vente	18	0,24	18	0,25
Exploitation	44	0,59	49	0,62
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net <sup>1)</sup>	500 \$	7,67 \$	420 \$	4,26 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,53 \$		5,30 \$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)		831		858

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

### Variation des produits tirés du gaz produit

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Plaines canadiennes	498 \$	97 \$	(19) \$	576 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement à la période correspondante de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté au troisième trimestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 65 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des couvertures;

atténuée par :

- les pertes réalisées sur les couvertures de prix de 87 M\$ ou 1,14 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2008, contre des gains de 82 M\$ ou 1,04 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2007;
- une diminution de 3 % du volume de production du gaz naturel. L'augmentation de la production résultant des programmes de forage intercalaire a été contrebalancée par les baisses de rendement normales dans la principale zone de ressources de Shallow Gas et des biens classiques.

L'augmentation du prix du gaz naturel d'EnCana en 2008, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec la variation des prix de référence AECO et NYMEX et avec les variations des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et la pondération relatifs à certains points de vente.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 31 %, ou 0,04 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la hausse des prix du gaz naturel.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Plaines canadiennes ont reculé de 5 %, soit de 0,03 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008 par rapport à 2007 par suite principalement de la baisse des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana, laquelle a été contrebalancée par la hausse des coûts des impôts fonciers, des coûts de location et d'électricité, de même que ceux des salaires et charges sociales.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007

#### Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les données unitaires en dollars par milliers de pieds cubes)

	Plaines canadiennes			
	2008		2007	
		\$/kpi <sup>3</sup>		\$/kpi <sup>3</sup>
Produits, déduction faite des redevances/prix	1 966 \$	8,45 \$	1 446 \$	6,06 \$
Gains (pertes) réalisés à la couverture de prix des marchandises	(171)		173	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	32	0,14	31	0,13
Transport et vente	55	0,24	61	0,26
Exploitation	191	0,82	156	0,65
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net <sup>1)</sup>	1 517 \$	7,25 \$	1 371 \$	5,02 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,52 \$		5,74 \$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)		849		874

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

### Variation des produits tirés du gaz produit

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Plaines canadiennes	1 619 \$	222 \$	(46) \$	1 795 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement à la période correspondante de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté pour les neuf premiers mois de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 39 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des couvertures;

atténuée par :

- les pertes réalisées sur les couvertures de prix de 171 M\$ ou 0,73 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2008, contre des gains de 173 M\$ ou 0,72 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2007;
- une diminution de 3 % du volume de production du gaz naturel. L'augmentation de la production résultant des programmes de forage intercalaire a été contrebalancée par les baisses de rendement normales dans la principale zone de ressources de Shallow Gas et des biens classiques.

L'augmentation du prix du gaz naturel d'EnCana en 2008, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec la variation des prix de référence AECO et NYMEX et avec les variations des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et la pondération relatifs à certains points de vente.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 26 %, soit de 0,17 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008 par rapport à 2007 par suite principalement de la montée du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de l'accroissement des frais de réparation et d'entretien, des impôts fonciers et des coûts de location, de même que des salaires et des charges sociales.

### Pétrole brut et LGN

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Plaines canadiennes	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	559 \$	323 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	13	6
Transport et vente	14	8
Exploitation	51	53
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	481 \$	256 \$

### Variation des produits tirés de la production de pétrole brut et de LGN

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Plaines canadiennes	323 \$	289 \$	(53) \$	559 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Les produits tirés du pétrole brut et des LGN, déduction faite des redevances, ont augmenté au troisième trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 89 % du prix du pétrole brut et une augmentation de 60 % du prix des LGN, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;

atténués par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 56 M\$, ou 9,28 \$ le baril, en 2008, contre des pertes de 31 M\$, ou 4,73 \$ le baril, en 2007.

Au troisième trimestre de 2008, la production tirée de la principale zone de ressources de Pelican Lake s'est élevée à 22 196 b/j, en baisse de 6 % par rapport à 2007 en raison surtout des temps d'arrêt à l'installation au cours du trimestre. La production tirée de la principale zone de ressources de Weyburn, de 13 590 b/j, a diminué de 10 % par suite essentiellement de la baisse de rendement normale prévue atténuée par des augmentations de la production découlant des programmes de forage intercalaire. À Suffield, la production, qui s'est établie à 12 468 b/j, a reculé de 17 % par suite surtout de la baisse de rendement normale et du retard dans l'ajout de nouveaux puits. La production de pétrole brut de la division Plaines canadiennes a également subi l'incidence de la hausse des redevances en 2008. Globalement, la production de pétrole brut de la division Plaines canadiennes a régressé de 8 %.

### Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Plaines canadiennes	
	2008	2007
Prix <sup>1)</sup>	101,33 \$	53,50 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	2,23	1,03
Transport et vente	1,95	1,37
Exploitation	8,45	8,00
Prix net	88,70 \$	43,10 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	64 789	70 711

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

Le prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes a augmenté en 2008 en raison des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont élevées à environ 55 M\$, soit 9,27 \$ par baril en 2008, contre des pertes d'environ 31 M\$, soit 4,74 \$ par baril en 2007.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 117 % ou de 1,20 \$ par baril en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la hausse des prix du pétrole brut.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 42 % ou 0,58 \$ par baril en 2008, par rapport à 2007, en raison d'une augmentation des frais de transport routier d'huiles détergentes à Pelican Lake et du recul généralisé des volumes de production de pétrole brut, lesquels ont été contrebalancés par une diminution des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 6 % ou de 0,45 \$ le baril en 2008 comparativement à 2007. Cet accroissement s'explique surtout par l'augmentation des coûts des produits chimiques, des impôts fonciers et des coûts de location et par le recul généralisé des volumes de production de pétrole brut, et a été contrebalancé par le recul de la charge de rémunération à long terme par suite de la variation du cours de l'action d'EnCana.

### Résultats unitaires – LGN

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit. Les volumes de production de LGN se sont élevés à 1 147 b/j en 2008, contre 1 209 b/j en 2007. Le prix obtenu pour les LGN a connu une hausse de 60 %, s'établissant à 98,35 \$ le baril en 2008, contre 61,29 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007

**Résultats financiers**

(en millions de dollars)

	Plaines canadiennes	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	1 580 \$	896 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	32	21
Transport et vente	29	23
Exploitation	191	153
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 328 \$	699 \$

**Variation des produits tirés de la production de pétrole brut et de LGN**

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Plaines canadiennes	896 \$	772 \$	(88) \$	1 580 \$

1) Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Les produits tirés du pétrole brut et des LGN, déduction faite des redevances, ont augmenté pour les neuf premiers mois de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 100 % du prix du pétrole brut et une augmentation de 64 % du prix des LGN, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;

atténués par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 163 M\$, ou 8,71 \$ le baril, en 2008, contre des pertes de 26 M\$, ou 1,33 \$ le baril, en 2007.

Pour les neuf premiers mois de 2008, la production tirée de la principale zone de ressources de Pelican Lake s'est élevée à 22 510 b/j, soit en recul de 2 % par rapport à 2007. La production tirée de la principale zone de ressources de Weyburn, de 13 583 b/j, a diminué de 9 % par suite essentiellement de la baisse de rendement normale prévue atténuée par des augmentations de la production découlant des programmes de forage intercalaire. À Suffield, la production, qui s'est établie à 13 270 b/j, a reculé de 16 % par suite surtout de la baisse de rendement normale et du retard dans l'ajout de nouveaux puits. Globalement, la production de pétrole brut de la division Plaines canadiennes a régressé de 6 %.

**Résultats unitaires – Pétrole brut**

(en \$ par baril)

	Plaines canadiennes	
	2008	2007
Prix <sup>1)</sup>	93,39 \$	46,76 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	1,75	1,11
Transport et vente	1,54	1,27
Exploitation	10,43	7,89
Prix net	79,67 \$	36,49 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	66 549	71 159

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

Le prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes a augmenté en 2008 en raison des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont élevées à environ 160 M\$, soit 8,72 \$ par baril en 2008, contre des pertes d'environ 26 M\$, soit 1,33 \$ par baril en 2007.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 58 % ou de 0,64 \$ par baril en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la hausse des prix du pétrole brut et de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.



Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 21 % ou 0,27 \$ par baril en 2008, par rapport à 2007, en raison de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de l'augmentation des frais de transport routier d'huiles détergentes à Pelican Lake et du recul généralisé des volumes de production de pétrole brut, lesquels ont été contrebalancés en partie par une diminution des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 32 % ou de 2,54 \$ le baril en 2008 comparativement à 2007. Cet accroissement s'explique surtout par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, par l'augmentation des coûts des produits chimiques, des impôts fonciers, des coûts de location, des travaux de reconditionnement, des frais d'électricité, des salaires et charges sociales, de même que par la baisse des volumes globaux de pétrole brut.

### Résultats unitaires – LGN

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit. Les volumes de production de LGN se sont élevés à 1 199 b/j en 2008, contre 1 206 b/j en 2007. Le prix obtenu pour les LGN a connu une hausse de 64 %, s'établissant à 89,56 \$ le baril en 2008, contre 54,76 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

## AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

### Amortissement et épuisement – Activités en amont

EnCana utilise la méthode de comptabilisation au coût entier et calcule la charge d'amortissement et d'épuisement pays par pays, par centre de coûts.

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2008 et 2007

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont du troisième trimestre de 2008 s'est élevée à 1 018 M\$, en hausse de 100 M\$ ou de 11 % par rapport à 2007, pour les raisons suivantes :

- le volume de production a augmenté de 6 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis sont plus élevés en 2008 en raison principalement d'une augmentation des coûts capitalisés, attribuable surtout à l'acquisition de Deep Bossier. Les taux d'amortissement et d'épuisement au Canada ont été moins élevés en 2008 qu'en 2007, essentiellement par suite d'un accroissement des réserves prouvées;
- la charge d'amortissement et d'épuisement en 2008 comprend une perte de valeur de 5 M\$ liée aux projets d'exploration en France, alors que la charge d'amortissement et d'épuisement en 2007 comprenait une perte de valeur de 24 M\$ liée aux projets d'exploration au sultanat d'Oman.

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont des neuf premiers mois de 2008 s'est élevée à 3 010 M\$, en hausse de 470 M\$ ou de 19 % par rapport à 2007, pour les raisons suivantes :

- le volume de production a augmenté de 7 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis sont plus élevés qu'en 2007 en raison principalement d'une augmentation des coûts capitalisés, attribuables surtout à l'acquisition de Deep Bossier. Les taux d'amortissement et d'épuisement au Canada ont été moins élevés en 2008 qu'en 2007, essentiellement par suite d'un accroissement des réserves prouvées, contrebalancé en partie par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- la charge d'amortissement et d'épuisement en 2008 comprend une perte de valeur de 40 M\$ liée aux projets d'exploration au Qatar et en France, alors que la charge d'amortissement et d'épuisement en 2007 comprenait une perte de valeur de 24 M\$ liée aux projets d'exploration au sultanat d'Oman.

### Amortissement et épuisement – Activités en aval

La charge d'amortissement et d'épuisement des raffineries en aval s'est chiffrée à 50 M\$ au troisième trimestre de 2008, contre 41 M\$ en 2007 et à 138 M\$ pour les neuf premiers mois de 2008, contre 115 M\$ en 2007.

## OPTIMISATION DES MARCHÉS

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Produits	840 \$	629 \$	2 112 \$	2 107 \$
Charges				
Transport et vente	-	-	-	10
Exploitation	8	11	27	28
Produits achetés	811	608	2 046	2 042
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	21	10	39	27
Amortissement et épuisement	4	4	12	11
Bénéfice sectoriel	17 \$	6 \$	27 \$	16 \$

Les produits et les achats de produits relatifs aux activités d'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.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, EnCana a adopté les recommandations de l'abrégié (« EITF ») 04-13, intitulé *Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty*. Cet abrégé porte sur la comptabilisation, sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, des achats et des ventes de stocks conclus simultanément avec la même partie contractante. Ces opérations d'achat et de vente permettent à la Société d'optimiser le transport ou de respecter des obligations prévues dans des ententes de commercialisation. Par suite de l'application de cette convention, les produits constatés et le coût des produits achetés tiennent compte de montants de compensation de 4 211 M\$ pour les neuf premiers mois de 2008, contre 3 108 M\$ en 2007.

Les produits et les charges liés aux produits achetés ont augmenté en 2008 par rapport à ceux de 2007, en raison surtout des hausses de prix, contrebalancées par des diminutions des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation des marchés.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Produits	3 057 \$	(107) \$	1 633 \$	(673) \$
Charges				
Exploitation	3	-	(6)	(8)
Amortissement et épuisement	23	25	67	64
Bénéfice sectoriel (perte)	3 031 \$	(132) \$	1 572 \$	(729) \$

Les produits et les charges d'exploitation des activités non sectorielles représentent des gains ou des pertes latents, établis à la valeur de 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 le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

### Charges consolidées

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Administration	18 \$	73 \$	399 \$	263 \$
Intérêts débiteurs, montant net	147	102	428	297
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	20	17	61	46
Perte (gain) de change, montant net	110	74	170	69
Perte (gain) à la cession de participations	(124)	(29)	(141)	(87)

Les frais d'administration ont diminué de 55 M\$ au troisième trimestre de 2008, par rapport à 2007, en raison principalement de la baisse des charges de rémunération à long terme, qui se sont chiffrées à 108 M\$ et sont attribuables à la variation du cours de l'action d'EnCana. Les frais d'administration se sont accrus de 136 M\$ pour les neuf premiers mois de 2008, comparativement à 2007, en raison surtout d'une augmentation de l'effectif et d'autres charges connexes découlant de la croissance, de même que de charges non récurrentes liées au règlement d'une poursuite et d'un conflit soumis à l'arbitrage. Ces augmentations ont été contrebalancées par le recul de la charge de rémunération à long terme. Depuis le début de l'exercice, les coûts ont progressé en raison de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui a ajouté 21 M\$ supplémentaires, et du montant de 43 M\$ inscrit à l'égard de la réorganisation proposée de l'entreprise.

Les intérêts débiteurs nets pour les neuf premiers mois de 2008 ont augmenté de 131 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2007, 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 2 411 M\$ pour atteindre 9 657 M\$ au 30 septembre 2008, contre 7 246 M\$ au 30 septembre 2007, essentiellement par suite de l'acquisition de Deep Bossier et de Haynesville. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana cumulatif pour l'exercice sur l'encours de la dette s'est chiffré à 5,4 %, en 2008, contre 5,6 % en 2007.

La perte de change de 170 M\$ constatée pour les neuf premiers mois de 2008 résulte principalement des effets des fluctuations du taux de change sur la dette libellée en dollars américains émise au Canada, contrebalancés par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.

Le gain à la cession en 2008 se rapporte à la cession de participations au Brésil, alors que le gain à la cession en 2007 se rapportait à la cession de participations au Tchad et en Australie.

### 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	
	2008	2007	2008	2007
Produits				
Gaz naturel	2 807 \$	(74) \$	1 486 \$	(558) \$
Pétrole brut	(250)	(33)	147	(115)
	3 057	(107)	(1 633)	(673)
Charges	7	-	(6)	(7)
	3 050	(107)	(1 639)	(666)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	1 007	(38)	568	(221)
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	2 043 \$	(69) \$	1 071 \$	(445) \$

La volatilité des prix des marchandises a une incidence sur le bénéfice net. Afin de gérer la volatilité du prix des marchandises, EnCana conclut divers contrats d'instruments financiers. Les contrats d'instruments financiers ont été comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations des gains ou des pertes à la valeur de marché reflétées dans les produits tirés des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité selon les périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. Des renseignements complémentaires concernant les contrats d'instruments financiers figurent à la note 17 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

### Impôts sur les bénéfices

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, le taux d'imposition effectif s'est établi à 32,7 %, contre 25,1 % en 2007. L'écart s'explique en grande partie par des écarts permanents (augmentation de 2,4 %) et par des changements apportés aux lois fiscales en 2007 (augmentation de 6 %).

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent à la note 9 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Le taux effectif d'EnCana pour une année donnée est fonction de la relation entre le montant total des impôts (exigibles et futurs) et le bénéfice net avant impôts de l'exercice. Le taux d'imposition réel diffère du taux d'imposition prévu par la loi puisqu'il tient compte des « écarts permanents », des ajustements au titre des modifications aux taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et de l'estimation des écarts réels. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des gains ou des pertes en capital au Canada;
- les revenus non imposables tirés de l'entité en aval;
- les conditions de financement à l'étranger;
- les (gains) pertes de change non inclus dans le bénéfice net.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. En conséquence, certaines questions fiscales sont habituellement à l'étude. La Société estime que la provision pour impôts est suffisante.

La concrétisation éventuelle de la réorganisation proposée mentionnée à la rubrique sur les activités de la Société du présent rapport de gestion pourrait entraîner une accélération des impôts futurs pour les activités canadiennes. En revanche, comme il a été mentionné précédemment dans le présent rapport de gestion, la réorganisation proposée a été reportée jusqu'à ce que les marchés mondiaux des titres d'emprunt et des actions se stabilisent. Par la suite, l'évaluation quantitative et temporelle de toute incidence éventuelle sur les impôts futurs des activités canadiennes dépendra de la réussite de la mise en œuvre de la réorganisation proposée.

## 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	
	2008	2007	2008	2007
Plaines canadiennes	173 \$	218 \$	593 \$	558 \$
Contreforts canadiens	458	727	1 795	1 779
États-Unis	621	452	1 800	1 313
Activités pétrolières intégrées	275	154	804	424
Activités en mer et à l'étranger	12	13	65	75
Optimisation des marchés	4	2	11	5
Activités non sectorielles	45	9	87	76
Dépenses en immobilisations	1 588	1 575	5 155	4 230
Acquisitions	878	75	1 214	99
Cessions	(442)	(59)	(593)	(505)
Dépenses en immobilisations, montant net	2 024 \$	1 591 \$	5 776 \$	3 824 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 ont été financées par les flux de trésorerie et des emprunts.

Pour les neuf premiers mois de 2008, 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 et à l'augmentation de la capacité de traitement du pétrole lourd en aval de la Société par l'intermédiaire de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Les dépenses en immobilisations ont aussi été influencées par la hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien et par la variation du cours de l'action d'EnCana. L'incidence nette de ces facteurs sur les dépenses en immobilisations représente une augmentation de 201 M\$ à pour les neuf premiers mois de 2008.

### Secteurs d'exploitation d'EnCana après la réorganisation

#### Dépenses en immobilisations des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis

Pour les neuf premiers mois de 2008, les dépenses en immobilisations des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis ont augmenté de 503 M\$ par rapport à celles de la période correspondante de 2007, essentiellement pour les raisons suivantes :

- Les dépenses en immobilisations de la division Contreforts canadiens se sont établies à 1 795 M\$ pour les neuf premiers mois de 2008, soit une hausse de 16 M\$ qui s'explique principalement par les facteurs suivants :
  - Hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien qui a accru de 144 M\$ le total des dépenses en immobilisations et a été contrebalancée par le recul des coûts de forage, en raison de l'accent accru sur le nombre de puits, la révision des techniques d'achèvement et la baisse des coûts capitalisés liés aux charges de rémunération à long terme. Le secteur Contreforts canadiens a foré 641 puits nets pour les neuf premiers mois de 2008 contre 1 132 puits nets en 2007.
- Pour les neuf premiers mois de 2008, les dépenses en immobilisations aux États-Unis ont augmenté de 487 M\$ pour s'établir à 1 800 M\$, en raison principalement de l'intensification des activités de forage et d'achèvement dans les principales zones de ressources Piceance et East Texas, compte tenu de l'accroissement des coûts liés à l'acquisition de Deep Bossier. Ces facteurs ont été contrebalancés partiellement par la baisse des coûts capitalisés liés aux charges de rémunération à long terme. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a augmenté et s'est établi à 571 en 2008 par rapport à 497 en 2007.

### Secteurs d'exploitation de Cenovus après la réorganisation

#### Dépenses en immobilisations des secteurs Activités pétrolières intégrées et Plaines canadiennes

Pour les neuf premiers mois de 2008, les dépenses en immobilisations des secteurs Activités pétrolières intégrées et Plaines canadiennes ont augmenté de 415 M\$ par rapport à celles de la période correspondante de 2007, essentiellement pour les raisons suivantes :

- Les dépenses en immobilisations de 804 M\$ de la division Activités pétrolières intégrées aux neuf premiers mois de 2008 ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des zones de ressources Foster Creek et Christina Lake ainsi qu'au maintien et à des projets d'expansion de la capacité de production du bitume, principalement à la raffinerie Wood River. La hausse de 380 M\$ des dépenses en immobilisations à la période de neuf mois de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007 est principalement attribuable aux facteurs suivants :
  - L'accroissement des coûts des installations à Foster Creek et à Christina Lake et les dépenses liées au projet d'agrandissement de la raffinerie Wood River. Les dépenses liées aux installations de Foster Creek devraient porter la capacité de l'usine à 120 000 b/j pour répondre aux besoins d'expansion des phases D et E. Les dépenses liées aux installations de Christina Lake devraient porter la capacité de l'usine à 58 000 b/j pour répondre aux besoins d'expansion des phases B et C. De plus, les coûts de forage ont augmenté en raison principalement du forage de 142 autres puits d'essais stratigraphiques (54 puits nets pour EnCana) à Foster Creek, Christina Lake et Borealis en lien avec les phases de mise en valeur suivantes, comparativement à la période correspondante en 2007. Le projet d'agrandissement de la raffinerie Wood River a reçu l'aval des autorités réglementaires au cours du troisième trimestre de 2008 et devrait coûter environ 1,8 G\$ (montant net payé par EnCana) au cours des trois prochaines années. Une fois l'agrandissement complété, la capacité de raffinage du pétrole brut passera de 306 000 b/j à 356 000 b/j (à pleine capacité), alors que la capacité de raffinage du pétrole brut lourd atteindra 240 000 b/, soit une augmentation de plus de 100 %.
  - La hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien qui s'est soldée par une augmentation du capital de 20 M\$, contrebalancée par le recul des coûts capitalisés liés aux charges de rémunération à long terme.
- Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes se sont établies à 593 M\$ pour les neuf premiers mois de 2008, en hausse de 35 M\$ par suite surtout de la montée du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien, qui s'est soldée par une augmentation de 45 M\$, conjuguée à de nouvelles acquisitions de terrains et à des travaux additionnels aux installations, contrebalancée par la baisse des coûts de forage et d'achèvement. Le secteur Plaines canadiennes a foré 1 034 puits nets au cours des neuf premiers mois de 2008, contre 1 510 puits nets en 2007, en se concentrant davantage sur les puits intégrés plus profonds en 2008.

#### Dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles

En 2008 et en 2007, 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 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 et cessions

Les acquisitions ont porté sur des achats de terrains d'environ 1 089 M\$ dans la zone Haynesville Shale, en Louisiane, au cours des neuf premiers mois de 2008 et de biens peu importants en 2007.

En septembre 2008, EnCana a conclu la vente de ses participations au Brésil pour un produit net de 164 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente avant impôts de 124 M\$ (99 M\$ après impôts). EnCana a également conclu certaines cessions peu importantes au cours des neuf premiers mois de 2008.

EnCana a réalisé les cessions suivantes à la période de neuf mois de 2007 :

- Vente d'actifs en Australie pour la somme de 31 M\$, ce qui s'est soldé par un gain à la vente avant impôts de 30 M\$ (25 M\$ après impôts);
- Vente de certains actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort en contrepartie de 159 M\$;
- Cession 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\$;

- Vente des actifs du projet du complexe à bureaux The Bow pour environ 57 M\$, ce qui correspond dans une large mesure à son investissement à la date de la cession;
- Autres cessions peu importantes, pour un produit combiné de 50 M\$.

Le produit tiré de ces cessions en 2007 a été affecté principalement au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'EnCana.

## Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	3 058 \$	2 180 \$	6 812 \$	6 236 \$
Activités d'investissement	(2 326)	(1 490)	(5 896)	(3 832)
Activités de financement	(881)	(739)	(837)	(2 306)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	(7)	9	(10)	15
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(156) \$	(40) \$	69 \$	113 \$

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'EnCana au troisième trimestre de 2008 se sont établis à 2 809 M\$, contre 2 218 M\$ lors de la période correspondante en 2007. Pour le cumul de l'exercice, les flux de trésorerie se sont élevés à 8 087 M\$, contre 6 519 M\$ pour la période correspondante de 2007. Les raisons de ce mouvement sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, y compris une augmentation des actifs et des stocks au titre de la gestion des risques et la diminution de la charge d'impôts, ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation de la période cumulative de l'exercice.

### Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement pour les neuf premiers mois de 2008 ont augmenté de 2 064 M\$ par rapport à la période correspondante en 2007. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont augmenté de 2 040 M\$ pour les neuf premiers mois de 2008 par rapport à la même période en 2007. Les raisons de ce mouvement sont analysées à la rubrique intitulée « Dépenses en immobilisations, montant net » du présent rapport de gestion.

### Activités de financement

Pour les neuf premiers mois de 2008, EnCana a procédé à l'émission de titres d'emprunt à long terme d'un montant net de 310 M\$, contre un montant net de 15 M\$ pour la période correspondante en 2007. La dette nette d'EnCana, ajustée au titre du fonds de roulement, s'établissait à 8 366 M\$ au 30 septembre 2008, contre 10 726 M\$ au 31 décembre 2007.

EnCana dispose d'un grand nombre de facilités de crédit bancaires engagées et de prospectus préalables.

Le 18 janvier 2008, EnCana a effectué au Canada un placement public de billets à moyen terme non garantis de premier rang pour un capital totalisant 750 M\$ CA. Les billets portent intérêt à un taux nominal de 5,80 % et viennent à échéance le 18 janvier 2018. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie de l'encours de la dette bancaire et des billets de trésorerie d'EnCana.

Le 11 mars 2008, EnCana a déposé un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 4,0 G\$, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt aux États-Unis. Ce prospectus préalable remplace le prospectus préalable de 2,0 G\$ d'EnCana, qui a été entièrement épuisé, de même que le prospectus préalable de 2,0 G\$ d'EnCana Holdings Finance Corp. qui a expiré le 9 juillet 2008.

Au 30 septembre 2008, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées et inutilisées de 2,7 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres à hauteur de 5,2 G\$, sous réserve des conditions du marché.

EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Le 12 mai 2008, à la suite de l'annonce de la Société de scinder EnCana en deux sociétés énergétiques spécialisées, Standard & Poor's a attribué à EnCana la cote A- et a placé la Société sous surveillance avec implication négative, DBRS Limited, la cote A (faible) et a mis la Société sous surveillance avec implications incertaines, et Moody's Investors Service, la cote Baa2 et a modifié les perspectives de « positives » à « stables ».

En raison de la conjoncture actuelle, EnCana continue de structurer son capital de manière prudente. Ainsi, environ 78 % de la dette en cours porte intérêt à des taux fixes et est assortie d'échéances s'échelonnant de 2009 à 2038. Les montants de 250 M\$ et de 200 M\$, échéant respectivement en août 2009 et en septembre 2010, constituent des dettes modestes en regard de la situation financière et des flux de trésorerie d'EnCana.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires aux termes d'une OPRA. Au cours du troisième trimestre de 2008, EnCana n'a racheté aucune action ordinaire, comparativement au rachat de 3,5 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 218 M\$ pour la période correspondante de 2007. Au cours des neuf premiers mois de 2008, EnCana a racheté 4,8 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 326 M\$, contre 38,9 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2 025 M\$ pour la période correspondante de 2007.

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 0,40 \$ par action en 2008, et les versements pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 ont totalisé 899 M\$, contre 453 M\$ pour la période correspondante en 2007. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

### Ratios financiers

	30 septembre 2008	31 décembre 2007
Ratio dette nette/capitaux permanents <sup>1)</sup>	26 %	34 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté <sup>2)</sup>	0,6 x	1,2 x

- 1) La dette nette, mesure non conforme aux PCGR, s'entend de la dette à long terme plus les passifs à court terme moins les actifs à court terme. Les capitaux permanents, mesure non conforme aux PCGR, s'entend de la dette nette plus les capitaux propres.
- 2) Pour les douze derniers mois, le BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du bénéfice des activités poursuivies avant gain ou perte 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 épuisement.

La direction utilise les ratios dette nette/capitaux permanents 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 permanents est passé de 34 % à 26 % au 31 décembre 2007 en raison principalement de gains évalués à la valeur de marché latents sur des instruments de gestion des risques qui ont fait diminuer la dette nette. Sans tenir compte de l'incidence de cet élément sur le fonds de roulement, le ratio dette nette/capitaux permanents se serait établi à 29 % au 30 septembre 2008 et serait demeuré inchangé à 34 % au 31 décembre 2007.

### Flux de trésorerie disponibles

Pour le troisième trimestre de 2008, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté de 578 M\$ et pour les neuf premiers mois de 2008, ils ont augmenté de 643 M\$ par rapport à ceux des mêmes périodes en 2007. Les raisons de l'accroissement des flux de trésorerie totaux et des dépenses en immobilisations sont analysées aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Dépenses en immobilisations – montant net » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	2 809 \$	2 218 \$	8 087 \$	6 519 \$
Dépenses en immobilisations	1 588	1 575	5 155	4 230
Flux de trésorerie disponibles <sup>2)</sup>	1 221 \$	643 \$	2 932 \$	2 289 \$

- 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 les dépenses en immobilisations, sans tenir compte des acquisitions et des cessions nettes. La directions s'en sert pour déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement ou de financement.

### Données sur les actions en circulation

(en millions)	30 septembre 2008	31 décembre 2007
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	750,2	777,9
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	2,9	8,3
Actions ordinaires rachetées	(2,8)	(36,0)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	750,3	750,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat dilué	752,0	764,6

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation aux 30 septembre 2008 et 2007.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés en vertu de divers régimes. Au 30 septembre 2008, environ 0,6 million d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (« DAPVA ») étaient en cours, la totalité pouvant être exercée.

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 liés au rendement (« DVAR »). Les options sur actions attribuées après le 31 décembre 2003 comportent un DAPVA et les salariés peuvent choisir de recevoir un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'EnCana sur le prix d'exercice de leurs options sur actions en échange du rachat de leurs options sur actions. L'exercice d'un DAPVA en contrepartie d'un versement en espèces n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par la Société et n'a donc aucun effet dilutif. Jusqu'à maintenant, la quasi-totalité des salariés détenant des options assorties de DAPVA qui souhaitaient réaliser la valeur de leurs options ont choisi un versement en espèces. Au 30 septembre 2008, environ 32,7 millions d'options assorties de DAPVA étaient en circulation, dont 9,9 millions pouvaient être exercées. Au premier trimestre de 2008, les critères d'acquisition des DVAR attribués en 2005 ayant été satisfaits, la Société a distribué 2,0 millions d'actions provenant de la fiducie du régime d'avantages à l'intention des salariés d'EnCana. Des renseignements supplémentaires sur ces incitatifs figurent à la note 17 afférente aux états financiers consolidés vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

En 2008, EnCana a accordé à certains salariés des droits à la plus-value des actions (« DPVA ») et des DPVAR aux termes desquels ceux-ci peuvent recevoir, à la date d'exercice de ces droits, un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'EnCana sur le prix de l'attribution. Les DPVA peuvent être exercés à raison de 30 % du nombre d'options attribuées après un an et d'un autre 30 % après deux ans. Les options peuvent être exercées en totalité après trois ans et viennent à échéance cinq ans après la date d'attribution. Les conditions d'acquisition de droits et d'échéance pour les DPVAR sont les mêmes que pour les DPVA. L'acquisition est aussi fonction de l'atteinte par EnCana d'objectifs de rendement établis compte tenu de mesures clés déterminées à l'avance. Les DPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 30 septembre 2008, 2,9 millions de DPVA et de DPVAR étaient en cours et aucun ne pouvait être exercé.

## 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 9 679 M\$ au 30 septembre 2008, comprennent une tranche de 2 150 M\$ au titre d'engagements liés à des acceptations bancaires, à du papier commercial et à des prêts au TIOL. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen de facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis d'obligations de remboursement pour l'exercice à venir. Les facilités de crédit renouvelables et les emprunts à terme sont entièrement renouvelables pour une période pouvant aller jusqu'à cinq ans. Étant donné les dates d'échéance de ces facilités de crédit, ces montants ont été inscrits dans les sorties de fonds pour la période envisagée de quatre à cinq ans, tel que décrit à la note 17 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. D'autres renseignements sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 11 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

En date du 30 septembre 2008, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi<sup>3</sup>/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 101 Gpi<sup>3</sup> au prix moyen pondéré de 4,20 \$ le kpi<sup>3</sup>. Au 30 septembre 2008, ces opérations représentaient une perte latente de 284 M\$.

### Contrats de location

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

### Deep Panuke

En octobre 2007, 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\$ environ, pour lequel la production devrait démarrer en 2010, pourrait être en mesure de fournir entre 200 Mpi<sup>3</sup>/j et 300 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel par jour aux marchés du Canada et du nord-est des États-Unis.

Le 4 janvier 2008, EnCana a signé le contrat sur la conception et la construction des installations de production du projet Deep Panuke. L'entente vise la construction, par Single Buoy Moorings, d'une usine de production qu'EnCana louera à sa mise en service, prévue pour la fin de 2010. EnCana a aussi la possibilité d'acheter les installations. EnCana a déterminé qu'elle avait assumé la quasi-totalité des risques pendant la durée de la construction et, en conséquence, elle comptabilise les installations de production comme une immobilisation en cours pendant la durée de la construction. Une fois entrée en service, l'immobilisation sera classée comme un contrat de location-acquisition.



### **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 The Bow. Elle a vendu les actifs du projet et conclu 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.

### **Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)**

Le 25 septembre 2008, EnCana a acquis certains terrains et une propriété en Louisiane pour la somme d'environ 101 M\$, avant ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Haynesville Leasehold LLC (« Brown Haynesville »), qui détenait la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis.

Le 23 juillet 2008, EnCana a acquis certains biens miniers et fonciers en Louisiane pour la somme d'environ 457 M\$, avant ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Southwest Minerals LLC (« Brown Southwest »), qui détenait la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis.

Aux termes des ententes avec Brown Haynesville et Brown Southwest, EnCana exploite les propriétés, en tire tous les revenus et en paie toutes les charges. Les ententes avec Brown Haynesville et Brown Southwest seront conclues le 24 mars 2009 et le 19 janvier 2009, respectivement, et les actifs seront alors cédés à EnCana. La Société a déterminé que les liens avec Brown Haynesville et avec Brown Southwest constituent des droits dans des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») et qu'EnCana est le principal bénéficiaire des EDDV. EnCana a consolidé Brown Haynesville et Brown Southwest à compter des dates d'acquisition.

Le 20 novembre 2007, EnCana a fait l'acquisition de certains biens gaziers et fonciers situés au Texas pour une contrepartie d'environ 2,55 G\$, avant ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Kilgore Properties LLC (« Brown Kilgore »), qui détenait la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins des impôts des États-Unis. Les liens de la Société avec Brown Kilgore constituaient un droit dans une EDDV du 20 novembre 2007 au 18 mai 2008 et EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV. EnCana a donc consolidé les résultats de Brown Kilgore. Le 18 mai 2008, lorsque l'arrangement avec Brown Kilgore a été parachevé, les actifs ont été cédés à EnCana.

### **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 convenu de verser 20,5 M\$ et 2,4 M\$, respectivement, pour régler les recours collectifs intentés devant les tribunaux fédéraux et d'État des États-Unis. Par ailleurs, comme il a été indiqué 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 d'un recours collectif regroupé déposé devant le *United States District Court* à New York, dont il a déjà été fait mention. De plus, et sans admettre une quelconque responsabilité, WD a conclu des négociations de règlement avec un groupe de particuliers. Il a été convenu que WD verserait 23 M\$ en règlement de ces réclamations. La conclusion de l'entente de règlement est pendante.

L'autre action en justice a été intentée par E.&J. Gallo Winery (« Gallo »). Dans sa plainte, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$. Les montants de dommages-intérêts réclamés pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

La Société et WD comptent opposer une défense vigoureuse à cette réclamation restante; 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

### 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<sup>er</sup> janvier 2008, les chapitres 3031, « Stocks », 3863, « Instruments financiers - présentation », 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et 1535, « Informations à fournir concernant le capital », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA »). 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.

### Prises de position récentes en comptabilité

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2009, EnCana devra adopter le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* de l'ICCA qui remplacera la norme actuelle sur les écarts d'acquisition et les actifs incorporels. La nouvelle norme modifie les exigences de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux actifs incorporels. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

En janvier 2006, le Conseil des normes comptables de l'ICCA (le « CNC ») a adopté un plan stratégique concernant l'orientation future des normes comptables au Canada. Dans le cadre de ce plan, le CNC a confirmé en février 2008 que les normes internationales d'information financière (les « IFRS ») remplaceront les PCGR du Canada en 2011 pour les entreprises à but lucratif ayant une obligation publique de rendre des comptes. EnCana sera donc tenue de présenter ses résultats conformément aux IFRS à compter de 2011. La Société évalue actuellement l'incidence du passage aux IFRS et élabore son propre plan en conséquence.

## 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 renseignements détaillés sur les risques spécifiques et leur atténuation figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2007 et à la note 17 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

### Régime de redevances de l'Alberta

Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a annoncé l'instauration d'un nouveau Régime de redevances de l'Alberta. Le Régime établit de nouvelles redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume qui sont liées au prix et aux niveaux de production. Les nouvelles redevances s'appliquent aux activités pétrolières et gazières classiques, qu'elles soient nouvelles ou existantes, ainsi qu'aux projets d'exploitation des sables bitumineux. Les modifications instaurées par le Régime de redevances de l'Alberta entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Les modifications importantes du régime de redevances rendent nécessaires de nouvelles lois, la modification des lois et règlements actuellement en vigueur et la mise au point d'un logiciel particulier par le gouvernement de l'Alberta pour prendre en charge le calcul et la perception des redevances.

### Changements climatiques

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques. D'autres Administrations devraient aussi annoncer des régimes de réduction des émissions dans l'avenir.

Il est prévu que le gouvernement fédéral canadien élaborera des règlements relatifs aux émissions de GES qui seront annoncés à l'automne, seront mis au point en 2009 et entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010. D'autres renseignements sur le cadre de réglementation des GES qui a été annoncé en avril 2007 ont été rendus publics, notamment sur les seuils minimaux, les cibles à l'échelon des installations, des secteurs et des entreprises, les cibles de captage et de stockage du carbone, des normes de combustible propre pour les installations construites après 2004, un fonds technologique, la couverture des émissions, la cogénération, l'harmonisation et un système de compensations. Ces renseignements donnent des éclaircissements sur l'orientation que le gouvernement entend prendre à l'égard de la politique relative aux émissions, mais les incidences sur les coûts pour la Société ne seront pas connues tant que le gouvernement n'aura pas communiqué plus d'information.

Comme ces programmes fédéral et régionaux 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 continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une méthode susceptible de résoudre les problèmes liés aux changements climatiques, et qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité à la réglementation et soutenir les investissements dans le secteur.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon à ce qu'à compter du 1<sup>er</sup> 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. Afin de se conformer à cette exigence, les entreprises peuvent apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. En Alberta, EnCana possède quatre installations assujetties aux termes de la réglementation récemment adoptée sur les émissions de GES. Au cours de la première année de conformité, en raison des améliorations apportées aux activités et des installations de cogénération, EnCana a obtenu des crédits de pollution que la Société pourra appliquer pour assurer sa conformité future à la réglementation. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Alberta n'est pas notable pour EnCana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008, s'appliquera à la quasi-totalité des combustibles fossiles, dont le diesel, le gaz naturel, le charbon, le propane et le mazout domestique. La taxe s'applique aux émissions dues à la combustion ainsi qu'à l'achat ou à l'utilisation de combustibles fossiles dans la province. Elle s'établira d'abord à 10 \$ CA par tonne d'émissions d'équivalent carbone et augmentera de 5 \$ CA la tonne par année au cours des quatre prochaines années. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Colombie-Britannique n'est pas notable pour EnCana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

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 CO<sub>2</sub>;
- l'accent qu'elle met sur l'efficacité énergétique et 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, qui se traduit directement par une réduction des émissions.

EnCana a adopté une stratégie proactive à l'égard de l'application de la nouvelle réglementation des GES. Cette stratégie est composée des trois grands volets suivants :

1. Gérer les coûts existants

Lorsque les règlements entreront en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'EnCana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles sont gérées activement afin d'observer les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions, l'observation de la consommation de carburant et les efforts en vue de réduire au minimum notre ratio vapeur/pétrole nous permettront de nous focaliser sur la réduction des coûts.

2. Réagir aux signaux de prix

À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires de compétence où nous exerçons nos activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. Nous avons lancé une initiative visant l'efficacité énergétique accrue de nos activités. Le prix des réductions éventuelles de GES joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du carbone, le cas échéant, EnCana essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.

### 3. Prévoir des scénarios de réductions futures de GES

EnCana continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction des GES. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions nous permet d'acquérir des connaissances utiles que nous emploierons pour ébaucher différentes stratégies de gestion de nos émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements servant à nos processus de planification à long terme et à nos analyses des conséquences des tendances en matière de réglementation.

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](http://www.encana.com).

## Perspectives

Comme il en a été question précédemment à la rubrique sur les activités d'EnCana du présent rapport de gestion, la Société a annoncé ses projets de scinder EnCana en deux sociétés énergétiques hautement spécialisées. EnCana est en train de préparer les documents et de mettre au point les plans relativement aux structures organisationnelles, aux ressources et aux fonctions de la Société nécessaires pour établir les sociétés proposées aux termes de la réorganisation. Étant donné l'incertitude et la volatilité qui planent sur les marchés mondiaux des capitaux, EnCana a choisi de reporter le vote des actionnaires, lequel devait éventuellement avoir lieu en décembre 2008, jusqu'à ce que les marchés des capitaux affichent une plus grande stabilité.

Une fois la réorganisation mise en œuvre, EnCana prévoit se concentrer sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel à partir de son portefeuille diversifié de zones de ressources actuelles et émergentes non classiques en Amérique du Nord. Une fois la réorganisation mise en œuvre, Cenovus prévoit se concentrer sur la mise en valeur de ses ressources pétrolières *in situ* de grande qualité 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 en 2008 étant donné les incertitudes qui planent sur le marché, notamment les risques d'interruption des activités de production ou de raffinage, les changements observés de la demande par suite de la conjoncture mondiale, les mesures prises par l'OPEP et la crise du crédit et des liquidités observée à l'échelle 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 et son déclin sera contrebalancé par l'offre de gaz tiré des zones de ressources non classiques au cours des prochaines années. Par la suite, les questions d'accès au territoire et de réglementation pourraient mettre à l'épreuve la capacité de l'industrie à continuer d'accroître la production de gaz en Amérique du Nord.

La Société compte financer son programme d'immobilisations de 2008 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 de change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services. Pour de plus amples renseignements sur l'incidence de ces facteurs sur les résultats d'EnCana pour 2008, voir la section *Corporate Guidance* du site Web d'EnCana ([www.encana.com](http://www.encana.com)). EnCana a mis à jour ses prévisions au troisième trimestre de 2008. Le communiqué de presse d'EnCana daté du 23 octobre 2008 ainsi que les états financiers sont disponibles sur le site SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

## 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 document 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 document comprennent notamment des déclarations sur : la réorganisation projetée; les attributs futurs prévus d'EnCana et de Cenovus une fois la réorganisation projetée mise en œuvre; les avantages prévus de la réorganisation projetée; le calendrier prévu de la mise en œuvre de la réorganisation et les conditions préalables susceptibles d'être exigées avant la mise en œuvre de la réorganisation; les incidences fiscales prévues de la réorganisation projetée; les projections quant

à la suffisance des charges d'impôts de la Société, l'incidence potentielle de l'application de l'Alberta Royalty Framework sur la situation financière d'EnCana et les dépenses en immobilisations prévues pour 2008; les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des ressources pétrolières *in situ*, y compris celles à Foster Creek et à Christina Lake, jusqu'en 2016; l'accroissement prévu de la capacité de traitement de pétrole lourd en aval de la Société et les coûts en capital de cet accroissement; 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 2008 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2008 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 papier commercial continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; les projections liées au projet Deep Panuke de la Société, y compris les niveaux de production projetés, le calendrier de production afférent et l'échéancier des installations prévues; les dates prévues de conclusion des ententes conclues avec Brown Southwest et Brown Haynesville; et les projections touchant les zones de ressources classiques de gaz naturel et la capacité des zones de ressources non classiques de compenser la baisse future du rendement des zones de ressources classiques de gaz naturel en Amérique du Nord au cours des prochaines années. 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 l'obtention des approbations, des exemptions, des consentements, des ordonnances judiciaires et tout autre élément nécessaire ou souhaitable pour mener à terme ou faciliter la réorganisation; le risque que certaines conditions à la mise en œuvre de la réorganisation ne seront pas satisfaites; 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 survenues 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 et à l'application de cette technologie dans le cadre des activités de la Société ou de Cenovus; 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 ou l'interprétation qui en est 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 document étaient à jour en date de la rédaction de ce dernier 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 document sont expressément visés par la présente mise en garde.

EnCana est tenue de faire état des événements et des circonstances qui surviennent dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que les résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas encore achevée et qu'EnCana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui en résultent. Pour obtenir ces renseignements, le lecteur peut consulter le communiqué d'EnCana daté du 23 octobre 2008, lequel figure sur le site web d'EnCana à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com) et sur le site SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## **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 (« ACVM »), 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 LGN et du gaz naturel**

Dans le présent document, certains volumes de pétrole brut et de LGN ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi<sup>3</sup>e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi<sup>3</sup>e ») à raison de 6 000 pieds cubes 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 Mpi<sup>3</sup>e, kpi<sup>3</sup>e, 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**

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.

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

Toute l'information contenue dans le présent document, dans les états financiers consolidés intermédiaires et dans les données correspondantes est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire.

### **Mesures non conformes aux PCGR**

Certaines mesures qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, les flux de trésorerie par action dilués, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies, le bénéfice d'exploitation par action dilué, le BAIIA ajusté, la dette nette et la capitalisation ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon 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 le présent document 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 document 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 document 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 l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de la Société à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).