



EnCana Corporation

**Rapport de gestion
Trimestre terminé le 30 juin 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 juin 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 date du 23 juillet 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 juin 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 hautement spécialisées, 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 sables bitumineux *in situ* et des raffineries et enrichie par une production sûre venant de diverses ressources gazières et pétrolières. La réorganisation projetée de l'entreprise, qui devrait être conclue au début de 2009, sera 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, chaque actionnaire d'EnCana recevant une action de chaque entité en échange de chaque action ordinaire d'EnCana détenue. Les noms actuels des deux sociétés sont GasCo et IntegratedOilCo (« IOCo »), respectivement. GasCo conservera le nom d'EnCana Corporation et la dénomination permanente d'IOCo sera établie avant la clôture de l'opération. Pour de plus amples renseignements concernant la réorganisation proposée de l'entreprise, le lecteur peut consulter le communiqué daté du 11 mai 2008 sur notre site web à l'adresse www.encana.com.

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

EnCana a défini ses activités 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. Les activités d'exploration en mer et à l'étranger visent surtout le Canada atlantique, le Moyen-Orient 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** visent à accroître la vente de la production des activités en amont d'EnCana. Dans le cadre de ces activités, le groupe Optimisation des marchés procède à l'achat et à la vente de produits à des tiers, afin d'assurer à EnCana une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.
- **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 deuxième trimestre de 2008, par rapport au deuxième trimestre de 2007, EnCana :

- a annoncé ses projets de scinder la Société en deux sociétés énergétiques hautement spécialisées et cotées en bourse;
- a inscrit une augmentation de 13 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 2 889 M\$;
- a enregistré une hausse de 7 % du bénéfice d'exploitation, qui s'est établi à 1 469 M\$;
- a déclaré une diminution de 16 % du bénéfice net, qui s'est dégagé à 1 221 M\$, en raison surtout de pertes latentes après impôts sur les couvertures de prix, établies à la valeur de marché, de 235 M\$ en 2008, contre des gains de 47 M\$ en 2007;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 1 171 M\$, soit une diminution de 206 M\$;
- a augmenté de 7 % la production totale, qui a atteint 4 607 millions de pieds cubes équivalents par jour (Mpi³e/j), essentiellement à partir du gaz. Sur une base par action, la production a augmenté de 8 %;
- a augmenté de 17 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel, et a inscrit une baisse de 9 % de la production tirée des principales zones de ressources de pétrole;
- a enregistré une hausse de 54 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 9,83 \$ le millier de pieds cubes (kpi³), et une hausse de 117 % du prix des liquides de gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 101,46 \$ le baril (b). A subi des pertes réalisées sur les couvertures de prix de 400 M\$ après impôts en 2008 comparativement à des gains de 246 M\$ après impôts en 2007;
- a racheté environ 0,2 million de ses actions ordinaires à un prix moyen de 74,81 \$ l'action dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions (« OPRA ») dans le cours normal des affaires, au coût total de 15 M\$ au deuxième trimestre 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 57 M\$ des dépenses en immobilisations, de 24 M\$ des charges d'exploitation, de 6 M\$ des frais d'administration et de 51 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;

Au premier semestre de 2008, par rapport au premier semestre de 2007, EnCana :

- a annoncé ses projets de scinder la Société en deux sociétés énergétiques hautement spécialisées et cotées en bourse;
- a inscrit une augmentation de 23 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 5 278 M\$;
- a enregistré une hausse de 13 % du bénéfice d'exploitation, qui s'est établi à 2 514 M\$;
- a déclaré une diminution de 32 % du bénéfice net, qui s'est dégagé à 1 314 M\$, en raison surtout de pertes latentes après impôts découlant des opérations de couverture, établies à la valeur de marché, de 972 M\$ en 2008, contre des pertes de 376 M\$ en 2007;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 1 711 M\$, soit une augmentation de 65 M\$;
- a augmenté de 8 % la production totale, qui a atteint 4 582 Mpi³e/j. Sur une base par action, la production a augmenté de 10 %;
- a augmenté de 17 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel, et de 1 % la production tirée des principales zones de ressources de pétrole;
- a enregistré une hausse de 39 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 8,81 \$ le kpi³, et une hausse de 103 % du prix des liquides de gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui s'est établi à 88,13 \$ le baril. A subi des pertes découlant des opérations de couverture de 387 M\$ après impôts en 2008 comparativement à des gains de 454 M\$ après impôts en 2007;
- 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, au coût total de 326 M\$ au semestre de 2008;
- a subi l'impact d'une augmentation de 13 % du taux du change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien, ce qui s'est traduit par un accroissement de 220 M\$ des dépenses en immobilisations, de 72 M\$ des charges d'exploitation, de 20 M\$ des frais d'administration et de 141 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- a augmenté ses dividendes trimestriels, les portant à 0,40 \$ par action au premier semestre de 2008, contre 0,20 \$ par action pour la période correspondante en 2007.

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 :

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

(moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Prix de référence du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	9,35 \$	27 %	7,37 \$	8,24 \$	11 %	7,41 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	10,93	45 %	7,55	9,48	32 %	7,16
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	8,56	122 %	3,85	7,79	66 %	4,70
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	10,58	46 %	7,26	9,16	33 %	6,90
Écart de base (\$/Mbtu)						
AECO/NYMEX	1,71	90 %	0,90	1,28	97 %	0,65
Rocheuses/NYMEX	2,37	-36 %	3,70	1,69	-31 %	2,46
Texas/NYMEX	0,35	21 %	0,29	0,32	23 %	0,26
Prix de référence du pétrole brut						
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	123,80	90 %	65,02	111,12	80 %	61,68
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	102,18	123 %	45,84	89,58	104 %	43,85
Écart WTI/WCS (\$/b)	21,62	13 %	19,18	21,54	21 %	17,83
Marge de raffinage de référence						
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) ¹⁾	13,60	-55 %	30,12	10,65	-50 %	21,51
Taux de change						
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,990	9 %	0,911	0,993	13 %	0,881

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)	Semestres terminés les 30 juin		2008		2007				2006	
	2008	2007	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Total des données consolidées										
Flux de trésorerie ¹⁾ - par action, dilué	5 278 \$ 7,02	4 301 \$ 5,56	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	1 894 \$ 2,30
Bénéfice net - par action, de base - par action, dilué	1 314 1,75 1,75	1 943 2,54 2,51	1 221 1,63 1,63	93 0,12 0,12	1 082 1,44 1,43	934 1,24 1,24	1 446 1,91 1,89	497 0,65 0,64	663 0,84 0,82	1 358 1,68 1,65
Bénéfice d'exploitation ²⁾ - par action, dilué	2 514 3,34	2 219 2,87	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	1 078 1,31
Activités poursuivies										
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ¹⁾	5 278	4 301	2 889	2 389	1 934	2 218	2 549	1 752	1 742	1 883
Résultat des activités poursuivies - par action, de base - par action, dilué	1 314 1,75 1,75	1 943 2,54 2,51	1 221 1,63 1,63	93 0,12 0,12	1 007 1,34 1,33	934 1,24 1,24	1 446 1,91 1,89	497 0,65 0,64	643 0,81 0,80	1 343 1,66 1,63
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾	2 514	2 219	1 469	1 045	849	1 032	1 369	850	672	1 064
Produits, déduction faite des redevances	12 663	10 049	7 321	5 342	5 801	5 596	5 613	4 436	3 676	4 029

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 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 996 \$	2 148 \$	3 754 \$	4 056 \$
(Ajouter) Déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(171)	(16)	(264)	4
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(722)	(385)	(1 260)	(249)
Flux de trésorerie	2 889 \$	2 549 \$	5 278 \$	4 301 \$

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Les flux de trésorerie au deuxième trimestre de 2008 ont augmenté de 340 M\$, ou 13 %, par rapport à ceux du deuxième 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 117 % pour se chiffrer à 101,46 \$ le baril en 2008, contre 46,81 \$ le baril en 2007;
- le prix total moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 54 % pour atteindre 9,83 \$/kpi³ en 2008, contre 6,38 \$/kpi³ en 2007;
- le volume de production de gaz naturel a atteint 3 841 Mpi³/j en 2008, en hausse de 10 %, contre 3 506 Mpi³/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 400 M\$ en 2008, contre des gains après impôts de 246 M\$ en 2007;
- les augmentations des charges d'exploitation, de la taxe à la production, des impôts miniers, des frais de transport, de vente et d'administration ainsi que des intérêts débiteurs en 2008 comparativement à 2007;
- l'économie d'impôts exigibles de 174 M\$ en 2007 liée aux modifications de dispositions des lois comparativement à aucun montant comparable en 2008;
- la baisse de 99 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation tirés des activités d'aval.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Les flux de trésorerie au premier semestre de 2008 ont augmenté de 977 M\$, ou 23 %, par rapport à ceux du premier semestre 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 103 % pour se chiffrer à 88,13 \$ le baril en 2008, contre 43,50 \$ le baril en 2007;
- le volume de production de gaz naturel a atteint 3 787 Mpi³/j en 2008, en hausse de 10 %, contre 3 454 Mpi³/j en 2007;
- le prix total moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 39 % pour atteindre 8,81 \$/kpi³ en 2008, contre 6,35 \$/kpi³ 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 387 M\$ en 2008, contre des gains après impôts de 454 M\$ en 2007;
- les augmentations des charges d'exploitation, de la taxe à la production, des impôts miniers, des frais de transport, de vente et d'administration ainsi que des intérêts débiteurs en 2008 comparativement à 2007;
- l'économie d'impôts exigibles de 174 M\$ en 2007 liée à des modifications apportées aux lois comparativement à aucun montant comparable en 2008;
- la baisse de 115 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation tirés des activités d'aval.

BÉNÉFICE NET

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Le bénéfice net d'EnCana pour le deuxième trimestre de 2008 a été de 225 M\$ inférieur 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 pertes latentes découlant des opérations de couverture, établies à la valeur de marché, ont atteint 235 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des gains de 47 M\$ après impôts en 2007;
- la charge pour amortissement et épuisement s'est accrue de 198 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 pertes latentes établies à la valeur du marché, les impôts sur les bénéfices futurs ont augmenté en 2008 par rapport à 2007 en raison d'une économie d'impôts non récurrente de 57 M\$ en 2007 liée à une modification apportée aux dispositions des lois fiscales comparativement à aucun montant en 2008 et d'impôts sur les bénéfices futurs rattachés aux gains de change latents de 21 M\$ en 2008 comparativement à aucun montant en 2007.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Le bénéfice net d'EnCana au premier semestre de 2008 a été de 629 M\$ inférieur 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 pertes latentes découlant des opérations de couverture, établies à la valeur de marché, ont atteint 972 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des pertes de 376 M\$ après impôts en 2007;
- la charge pour amortissement et épuisement s'est accrue de 390 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 pertes latentes établies à la valeur du marché, les impôts sur les bénéfices ont augmenté en 2008 par rapport à 2007 en raison des impôts sur les bénéfices futurs rattachés aux gains de change latents de 173 M\$ en 2008 comparativement à aucun montant en 2007 et d'une économie d'impôts non récurrente de 57 M\$ en 2007 liée à une modification apportée 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 au premier semestre de 2008 et la période correspondante de 2007.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 juin				Semestres terminés les 30 juin			
	2008		2007		2008		2007	
	Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾	
Bénéfice net, montant déjà établi	1 221	\$ 1,63	\$ 1 446	\$ 1,89	1 314	\$ 1,75	\$ 1 943	\$ 2,51
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :								
- gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	(235)	(0,31)	47	0,06	(972)	(1,29)	(376)	(0,49)
- gain (perte) de change non lié à l'exploitation (après impôts) ¹⁾	(13)	(0,02)	(7)	(0,01)	(228)	(0,30)	4	0,01
- gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts) ²⁾	-	-	-	-	-	-	59	0,07
Économie d'impôts futurs en raison de réductions du taux d'imposition	-	-	37	0,05	-	-	37	0,05
Bénéfice d'exploitation ^{3) 4)}	1 469	\$ 1,96	\$ 1 369	\$ 1,79	2 514	\$ 3,34	\$ 2 219	\$ 2,87

- Gain 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 2007, gain sur la cession 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 du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté de 9 %, passant de 0,911 \$ au deuxième trimestre de 2007 à 0,990 \$ au deuxième trimestre de 2008, et a augmenté de 13 %, passant de 0,881 \$ au premier semestre de 2007 à 0,993 \$ au premier semestre 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 juin 2008		Semestre terminé le 30 juin 2008	
	En millions de dollars	\$/kpi ³ e	En millions de dollars	\$/kpi ³ e
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,990	\$	0,993	\$
Variation par rapport au trimestre correspondant en 2007	0,079		0,112	
Augmentation (diminution) des éléments suivants :				
- dépenses en immobilisations	57	\$	220	\$
- charges d'exploitation	24	0,06	72	0,09
- frais d'administration	6	0,01	20	0,03
- charge d'amortissement et d'épuisement	51		141	

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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volumes de production

	Semestres terminés les 30 juin		2008		2007				2006	
	2008	2007	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Gaz produit (Mpi³/j)										
Plaines canadiennes	857	882	856	860	876	858	874	891	901	899
Contreforts canadiens	1 273	1 214	1 289	1 256	1 313	1 280	1 231	1 196	1 207	1 155
États-Unis	1 591	1 263	1 629	1 552	1 464	1 387	1 303	1 222	1 201	1 197
Activités pétrolières intégrées – Autres ²⁾	66	95	67	65	69	105	98	91	97	108
	3 787	3 454	3 841	3 733	3 722	3 630	3 506	3 400	3 406	3 359
Pétrole brut (b/j)										
Plaines canadiennes	67 439	71 387	65 097	69 781	70 287	70 711	70 148	72 639	69 567	76 280
Contreforts canadiens	8 621	8 223	8 376	8 867	8 441	7 978	7 959	8 489	8 643	8 717
Foster Creek/Christina Lake	27 024	25 645	24 671	29 376	27 190	28 740	27 994	23 269	46 678	43 073
Activités pétrolières intégrées – Autres ²⁾	3 261	2 737	3 009	3 514	3 040	2 235	2 489	2 990	5 341	3 953
	106 345	107 992	101 153	111 538	108 958	109 664	108 590	107 387	130 229	132 023
LGN (b/j)										
Plaines canadiennes	1 226	1 204	1 189	1 262	1 422	1 209	1 206	1 203	1 397	1 326
Contreforts canadiens	11 517	9 655	11 779	11 256	10 966	9 932	9 811	9 497	10 459	10 061
États-Unis	13 358	13 159	13 482	13 232	14 791	15 578	13 809	12 503	12 584	13 311
	26 101	24 018	26 450	25 750	27 179	26 719	24 826	23 203	24 440	24 698
Total (Mpi³e/j)¹⁾	4 582	4 246	4 607	4 557	4 539	4 448	4 306	4 184	4 334	4 299

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

2) Les volumes de gaz produits comprennent l'Athabasca et les volumes de pétrole brut comprennent Senlac.

Les volumes de production ont augmenté de 7 % ou de 301 Mpi³e/j au deuxième trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, par suite d'un accroissement de 17 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel, atténué en partie par une diminution de 9 % de la production de pétrole brut dans les principales zones de ressources d'EnCana et par une baisse de rendement normale des biens classiques.

Les volumes de production ont augmenté de 8 % ou de 336 Mpi³e/j au premier semestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, par suite d'un accroissement de 17 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel et de 1 % de la production de la production de pétrole brut dans les principales zones de ressources d'EnCana, atténué en partie par une baisse de rendement normale des biens classiques.

Principales zones de ressources

	Trimestres terminés les 30 juin					Semestres terminés les 30 juin				
	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		
Gaz naturel (Mpi³/j)										
Jonah	630	20 %	523	49	42	613	19 %	514	92	81
Piceance	383	10 %	349	81	72	377	10 %	342	164	137
East Texas	316	127 %	139	22	11	294	143 %	121	33	18
Fort Worth	137	10 %	124	20	29	138	20 %	115	41	43
Greater Sierra	219	0 %	219	27	32	211	5 %	202	63	55
Cutbank Ridge ¹⁾	280	13 %	248	24	26	275	15 %	240	48	59
Bighorn ¹⁾	170	39 %	122	18	10	158	37 %	116	48	38
CBM	303	24 %	245	10	18	300	21 %	248	261	426
Shallow Gas	712	-2 %	729	83	241	713	-3 %	732	579	657
	3 150	17 %	2 698	334	481	3 079	17 %	2 628	1 329	1 514
Pétrole (kb/j)²⁾										
Foster Creek	21	-16 %	25	1	1	24	5 %	23	13	9
Christina Lake	4	27 %	3	-	2	3	16 %	3	-	2
	25	-12 %	28	1	3	27	4 %	26	13	11
Pelican Lake	21	-5 %	23	-	-	23	1 %	23	-	-
Weyburn	13	-10 %	14	5	9	14	-9 %	15	14	18
	59	-9 %	65	6	12	64	1 %	64	27	29
Total (Mpi³e/j)³⁾	3 506	14 %	3 088	340	493	3 464	15 %	3 007	1 356	1 543

- 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 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 variations en pourcentage sont calculées en b/j.
- 3) 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.

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

GASCO

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 GasCo comprendront les secteurs Contreforts canadiens et États-Unis.

SECTEURS CONTREFORTS CANADIENS ET ÉTATS-UNIS

Gaz produit

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 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 ³		\$/kpi ³
Produits, déduction faite des redevances/prix	1 167 \$	9,94 \$	1 472 \$	9,93 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	(167)		(164)	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	11	0,09	107	0,72
Transport et vente	51	0,43	120	0,81
Exploitation	163	1,39	106	0,71
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	775 \$	8,03 \$	975 \$	7,69 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,61 \$		6,58 \$
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		1 289		1 629

	2007			
	Contreforts canadiens		États-Unis	
		\$/kpi ³		\$/kpi ³
Produits, déduction faite des redevances/prix	769 \$	6,86 \$	679 \$	5,73 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	47		310	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	12	0,11	20	0,17
Transport et vente	49	0,43	77	0,65
Exploitation	114	1,02	85	0,71
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	641 \$	5,30 \$	807 \$	4,20 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		5,72 \$		6,81 \$
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		1 231		1 303

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 ¹⁾	Volume	
Contreforts canadiens	816 \$	139 \$	45 \$	1 000 \$
États-Unis	989	57	262	1 308
Total du gaz produit	1 805 \$	196 \$	307 \$	2 308 \$

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 deuxième trimestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 25 % 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;
- une augmentation de 73 % du prix du gaz naturel aux États-Unis et une augmentation de 45 % du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.

contrebalancées par :

- les pertes réalisées sur les opérations de couverture de la division Contreforts canadiens de 167 M\$ ou 1,42 \$ par kpi³ en 2008, contre des gains de 47 M\$ ou 0,42 \$ par kpi³ en 2007 et des pertes réalisées sur les couvertures de prix aux États-Unis de 164 M\$ ou de 1,11 \$ par kpi³ en 2008, contre des gains de 310 M\$ ou 2,61 \$ par kpi³ en 2007.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 25 % 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 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 de 5 % en 2008 par rapport à 2007. La réussite des programmes de forage et des nouvelles installations dans les principales zones de ressources de Coalbed Methane (« CBM »), Bighorn et Cutbank Ridge a été atténuée par la baisse de rendement normale des biens classiques et des interruptions de travail prévues en raison des travaux aux installations de Hythe, Sexsmith et McMahon.

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. La variabilité des prix réalisés reflète aussi la pondération des volumes des différents flux gazeux d'EnCana à leurs prix de référence respectifs, après déduction de l'écart de base correspondant.

Les charges unitaires au titre de la production de gaz naturel et les impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 324 % ou de 0,55 \$ par kpi³ en 2008 comparativement à 2007, en raison d'une hausse du prix du gaz naturel et des remboursements de la taxe de séparation sur les biens au Colorado perçus au deuxième trimestre de 2007.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 25 % ou de 0,16 \$ par kpi³ 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 Contreforts canadiens se sont accrues de 36 %, soit de 0,37 \$ le kpi³, en 2008 par rapport à 2007, par suite principalement des augmentations des charges de rémunération à long terme en raison de la montée du cours de l'action d'EnCana, des frais de réparation et d'entretien découlant des arrêts prévus des usines au deuxième trimestre de 2008, du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, et des frais de captage et traitement, ainsi que des salaires et des charges sociales. Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont subi l'effet de la hausse des charges de rémunération à long terme contrebalancée par l'accroissement des volumes de production et d'une proportion élevée des coûts fixes.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 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 ³		\$/kpi ³
Produits, déduction faite des redevances/prix	2 037 \$	8,79 \$	2 630 \$	9,08 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	(128)		(139)	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	14	0,06	194	0,67
Transport et vente	104	0,45	235	0,81
Exploitation	324	1,40	207	0,71
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	1 467 \$	6,88 \$	1 855 \$	6,89 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,33 \$		6,41 \$
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		1 273		1 591

	2007			
	Contreforts canadiens		États-Unis	
		\$/kpi ³		\$/kpi ³
Produits, déduction faite des redevances/prix	1 464 \$	6,67 \$	1 366 \$	5,97 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	123		454	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	23	0,10	78	0,34
Transport et vente	94	0,43	143	0,63
Exploitation	231	1,05	160	0,69
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	1 239 \$	5,09 \$	1 439 \$	4,31 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		5,65 \$		6,30 \$
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		1 214		1 263

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 ¹⁾	Volume	
Contreforts canadiens	1 587 \$	224 \$	98 \$	1 909 \$
États-Unis	1 820	147	524	2 491
Total du gaz produit	3 407 \$	371 \$	622 \$	4 400 \$

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 au premier semestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 26 % 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;
- une augmentation de 52 % du prix du gaz naturel aux États-Unis et une augmentation de 32 % du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.

contrebalancées par :

- les pertes réalisées sur les couvertures de prix de la division Contreforts canadiens de 128 M\$ ou 0,55 \$ par kpi³ en 2008, contre des gains de 123 M\$ ou 0,56 \$ par kpi³ en 2007 et des pertes réalisées sur les opérations de couverture aux États-Unis de 139 M\$ ou de 0,48 \$ par kpi³ en 2008, contre des gains de 454 M\$ ou 1,99 \$ par kpi³ en 2007.

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 26 % 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 de 5 % en 2008 par rapport à 2007. La réussite des programmes de forage et des nouvelles installations dans les principales zones de ressources de CBM, Bighorn et Cutbank Ridge 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. La variabilité des prix réalisés reflète aussi la pondération des volumes des différents flux gazeux d'EnCana à leurs prix de référence respectifs, après déduction de l'écart de base correspondant.

Les charges unitaires au titre de la production de gaz naturel et les impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 97 % ou de 0,33 \$ par kpi³ en 2008 comparativement à 2007, en raison d'une hausse du prix du gaz naturel et des remboursements de la taxe de séparation sur les biens au Colorado perçus au deuxième trimestre de 2007.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 29 % ou de 0,18 \$ par kpi³ en 2008, par rapport à 2007, en raison surtout 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 Contreforts canadiens se sont accrues de 33 %, soit de 0,35 \$ le kpi³, en 2008 par rapport à 2007, par suite principalement de la montée du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, des augmentations des frais de réparation et d'entretien découlant des arrêts prévus des usines, des frais de reconditionnement ainsi que des frais de captage et de traitement, et des salaires et des charges sociales. Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont subi l'effet de la hausse des charges de rémunération à long terme contrebalancée par l'accroissement des volumes de production et d'une proportion élevée des coûts fixes.

Pétrole brut et LGN

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2008		2007	
	Contreforts canadiens	États-Unis	Contreforts canadiens	États-Unis
Produits, déduction faite des redevances	174 \$	130 \$	88 \$	70 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	1	11	1	6
Transport et vente	3	-	2	-
Exploitation	12	-	7	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	158 \$	119 \$	78 \$	64 \$

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 ¹⁾	Volume	
Contreforts canadiens	88 \$	66 \$	20 \$	174 \$
États-Unis	70	63	(3)	130
Total, pétrole brut et LGN	158 \$	129 \$	17 \$	304 \$

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, déduction faite des redevances, ont augmenté au deuxième trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 100 % du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens et une augmentation de 87 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

atténués par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 21 M\$, ou 11,19 \$ le baril, en 2008 pour la division Contreforts canadiens, contre des pertes de 3 M\$, ou 1,64 \$ le baril, en 2007.

La production de pétrole brut de la division Contreforts canadiens a augmenté de 5 % en raison principalement de la mise en production de nouveaux puits dans les zones de Bighorn et de Clearwater.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Contreforts canadiens	
	2008	2007
Prix ¹⁾	114,28 \$	57,00 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	2,05	1,47
Transport et vente	2,70	1,79
Exploitation	15,39	9,31
Prix net	94,14 \$	44,43 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	8 376	7 959

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 de 100 % en 2008 par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS de même qu'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 8 M\$, soit 11,06 \$ par baril en 2008, contre des pertes d'environ 1 M\$, soit 1,67 \$ 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 39 % ou de 0,58 \$ 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 Contreforts canadiens ont augmenté de 51 % ou 0,91 \$ par 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 65 % ou de 6,08 \$ le baril en 2008 comparativement à 2007. Cet accroissement s'explique surtout l'augmentation des frais de reconditionnement, de captage et de traitement, ainsi que d'électricité et par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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 13 482 b/j en 2008, contre 13 809 b/j en 2007, et les volumes de production de LGN de la division Contreforts canadiens se sont chiffrés à 11 779 b/j en 2008, contre 9 811 b/j en 2007. Le prix moyen obtenu pour les LGN de la division États-Unis a connu une hausse de 91 %, s'établissant à 105,73 \$ le baril en 2008, contre 55,43 \$ le baril en 2007, et le prix moyen obtenu pour les LGN de la division Contreforts canadiens a augmenté de 84 % pour s'établir à 101,23 \$ le baril en 2008, contre 55,10 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2008		2007	
	Contreforts canadiens	États-Unis	Contreforts canadiens	États-Unis
Produits, déduction faite des redevances	322 \$	229 \$	168 \$	124 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	2	20	1	12
Transport et vente	6	-	4	-
Exploitation	23	-	14	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	291 \$	209 \$	149 \$	112 \$

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 ¹⁾	Volume	
Contreforts canadiens	168 \$	116 \$	38 \$	322 \$
États-Unis	124	100	5	229
Total, pétrole brut et LGN	292 \$	216 \$	43 \$	551 \$

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, déduction faite des redevances, ont augmenté au premier semestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 90 % du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens et un accroissement de 83 % 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 31 M\$, ou 8,45 \$ le baril, en 2008 pour la division Contreforts canadiens, contre des gains de 1 M\$, ou 0,39 \$ le baril, en 2007.

La production de pétrole brut de la division Contreforts canadiens a augmenté de 5 % en raison principalement de la mise en production de nouveaux puits dans la zone de Clearwater.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Contreforts canadiens	
	2008	2007
Prix ¹⁾	103,53 \$	54,62 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	1,59	0,91
Transport et vente	2,30	1,64
Exploitation	14,59	9,67
Prix net	85,05 \$	42,40 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	8 621	8 223

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 de 90 % en 2008 par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS de même qu'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 13 M\$, soit 8,17 \$ le baril en 2008, contre des gains d'environ 1 M\$, soit 0,37 \$ 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 75 % ou de 0,68 \$ 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 40 % ou 0,66 \$ 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 51 % ou de 4,92 \$ 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 frais 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 13 358 b/j en 2008, contre 13 159 b/j en 2007, et les volumes de production de LGN de la division Contreforts canadiens se sont chiffrés à 11 517 b/j en 2008, contre 9 655 b/j en 2007. Le prix moyen obtenu pour les LGN de la division États-Unis a connu une hausse de 82 %, s'établissant à 94,14 \$ le baril en 2008, contre 51,81 \$ le baril en 2007, et le prix moyen obtenu pour les LGN de la division Contreforts canadiens a augmenté de 86 % pour s'établir à 91,25 \$ le baril en 2008, contre 49,09 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

IOCO

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'IOCO 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 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 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	298 \$	172 \$
Charges		
Transport et vente	123	72
Exploitation	50	39
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	125 \$	61 \$

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 ¹⁾	Volume	Autre ²⁾	
Foster Creek/Christina Lake	172 \$	112	(36)	50	298

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.

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

- une augmentation de 138 % du prix du pétrole brut, compte non tenu des couvertures;

atténuée par :

- des pertes réalisées sur les couvertures de 35 M\$, ou 15,12 \$ le baril en 2008, contre des pertes de 3 M\$, ou 1,06 \$ le baril, en 2007;
- une diminution des volumes de ventes attribuable à l'arrêt prévu à Foster Creek au deuxième trimestre de 2008 et aux variations des stocks.

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Prix ¹⁾	93,64 \$	39,40 \$
Charges		
Transport et vente	2,77	3,62
Exploitation	21,41	14,02
Prix net	69,46 \$	21,76 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	24 671	27 994

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

Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake en 2008 a augmenté de 138 % par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2007 ainsi que les écarts de prix qui n'augmentent pas autant que les prix de référence. Le WCS en pourcentage du WTI s'est établi à 83 % en 2008, comparativement à 71 % en 2007.

Les charges unitaires de transport et de vente en 2008 imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont diminué de 23 % ou 0,85 \$ 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 53 %, ou 7,39 \$ le baril, en 2008 par rapport à 2007. Cette hausse est principalement attribuable à la hausse du coût du carburant acheté, l'accroissement des effectifs et des travaux de reconditionnement et à la hausse des frais de réparation et d'entretien liée à l'agrandissement de l'usine à Foster Creek ainsi qu'à de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme résultant de la hausse du cours de l'action d'EnCana. 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.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	536 \$	392 \$
Charges		
Transport et vente	243	196
Exploitation	91	88
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	202 \$	108 \$

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 ¹⁾	Volume	Autre ²⁾	
Foster Creek/Christina Lake	392 \$	147	(55)	52	536

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.

Comparativement au premier semestre de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté au premier semestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 110 % du prix du pétrole brut, compte non tenu des couvertures;

atténuée par :

- des pertes réalisées sur les couvertures de 58 M\$, ou 12,09 \$ le baril en 2008, contre des gains de 6 M\$, ou 1,14 \$ le baril, en 2007;
- une diminution des volumes de ventes 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 ¹⁾	76,10 \$	36,28 \$
Charges		
Transport et vente	2,74	3,33
Exploitation	18,94	15,60
Prix net	54,42 \$	17,35 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	27 024	25 645

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

Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake en 2008 a augmenté de 110 % par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2007 ainsi que les écarts de prix qui n'augmentent pas autant que les prix de référence. Le WCS en pourcentage du WTI s'est établi à 81 % en 2008, comparativement à 71 % en 2007.

Les charges unitaires de transport et de vente en 2008 imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont diminué de 18 % ou 0,59 \$ 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 3,34 \$ 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, des travaux de reconditionnement, des frais de réparation et d'entretien liés à l'arrêt de l'usine de Foster Creek ainsi qu'à de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme résultant de la hausse du cours de l'action d'EnCana. 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.

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 67 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2008, contre 98 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2007 et à 66 Mpi³/j au premier semestre de 2008, contre 95 Mpi³/j au premier semestre de 2007. Les volumes de production provenant de Senlac se sont chiffrés à 3 009 b/j au deuxième trimestre de 2008, contre 2 489 b/j au deuxième trimestre de 2007 et à 3 261 b/j au premier semestre de 2008, contre 2 737 b/j au premier semestre de 2007.

Activités en aval

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits	2 769 \$	1 717 \$	4 815 \$	3 060 \$
Charges				
Exploitation	127	119	259	219
Produits achetés	2 300	1 157	4 121	2 291
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	342 \$	441 \$	435 \$	550 \$

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 Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité d'environ 146 000 b/j de pétrole lourd et d'environ 45 000 b/j de LGN (à pleine capacité). L'unité de cokéfaction installée en 2007 permet de raffiner environ 30 000 b/j de pétrole brut Western Canadian Select.

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 premier trimestre de 2008, on a entrepris l'entretien périodique d'une de ses unités de production d'essence et d'une unité de craquage catalytique, ce qui a entraîné une diminution des taux d'utilisation de la raffinerie.

Les activités en aval ont comme objectif de raffiner, grâce aux raffineries Borger et Wood River, au total environ 250 000 b/j de bitume (à pleine capacité) en carburant de transport d'ici 2015. Actuellement, les raffineries ont une capacité de raffinage d'environ 70 000 b/j de bitume.

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 55 %, s'établissant à 13,60 \$ par baril au deuxième trimestre de 2008, contre 30,12 \$ le baril en 2007 et a diminué de 50 % pour s'établir à 10,65 \$ le baril au premier semestre de 2008, contre 21,51 \$ le baril en 2007. Pour la période cumulative de l'exercice, les flux de trésorerie d'exploitation comprennent une augmentation de 238 M\$ (55 M\$ en 2007) liée à la baisse des coûts des produits achetés à la suite de la comptabilisation des stocks selon une méthode d'évaluation du premier entré, premier sorti requise aux termes des principes comptables généralement reconnus du Canada. Cette méthode d'évaluation des stocks donne lieu à une diminution des charges liées aux produits imputées à l'exploitation dans un contexte de hausse des coûts des intrants. Globalement, les deux raffineries ont une capacité combinée de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j et tournaient en moyenne à 97 % de cette capacité au deuxième trimestre de 2008, contre 88 % pour la période correspondante de 2007, et à 94 % au premier semestre de 2008, contre 92 % en 2007. L'utilisation de pétrole brut aux raffineries a été inférieure au deuxième trimestre de 2007 en raison des arrêts prévus et du démarrage de l'unité de cokéfaction à la raffinerie de Borger. Les produits raffinés ont été en moyenne de 464 000 b/j (232 000 b/j net pour EnCana) au deuxième trimestre de 2008, contre 421 000 b/j (210 500 b/j net pour EnCana) en 2007 et de 450 000 b/j (225 000 b/j net pour EnCana) au premier semestre de 2008, contre 439 000 b/j (219 500 b/j net pour EnCana) en 2007.

Les produits achetés, principalement du pétrole brut, ont représenté 95 % des charges totales au deuxième trimestre de 2008, contre 91 % en 2007 et 94 % des dépenses totales au premier semestre de 2008, contre 91 % 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 ont augmenté de 61 % et de 99 %, respectivement, ce qui reflète l'augmentation importante du prix du pétrole brut enregistrée au cours du trimestre ainsi que la baisse des marges de raffinerie.

PLAINES CANADIENNES

Gaz produit

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

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

	Plaines canadiennes			
	2008		2007	
		\$/kpi ³		\$/kpi ³
Produits, déduction faite des redevances/prix	739 \$	9,50 \$	529 \$	6,66 \$
Gain (perte) réalisé à la couverture de prix des marchandises	(110)		34	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	13	0,17	10	0,14
Transport et vente	18	0,22	21	0,26
Exploitation	74	0,96	55	0,69
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	524 \$	8,15 \$	477 \$	5,57 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,73 \$		6,00 \$
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		856		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 ¹⁾	Volume	
Plaines canadiennes	563 \$	79 \$	(13) \$	629 \$

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 deuxième trimestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 43 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des couvertures;

atténuée par :

- une diminution de 2 % du volume de production du gaz naturel;
- les pertes réalisées sur les couvertures de prix de 110 M\$ ou 1,42 \$ par kpi³ en 2008, contre des gains de 34 M\$ ou 0,43 \$ par kpi³ en 2007.

Le volume de gaz produit a reculé de 2 % en 2008, par rapport à 2007. 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. La variabilité des prix réalisés reflète aussi la pondération des volumes des différents flux gazeux d'EnCana à leurs prix de référence respectifs, après déduction de l'écart de base correspondant.

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 en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la hausse des prix du gaz naturel.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel ont régressé de 15 % ou de 0,04 \$ par kpi³ en 2008, par rapport à 2007, en raison surtout de la baisse des droits de péage moyens atténuée par la montée du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 39 %, soit de 0,27 \$ le kpi³, en 2008 par rapport à 2007 par suite principalement de l'augmentation des charges de rémunération à long terme découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana et de la montée du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ainsi que 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.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

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

	Plaines canadiennes			
	2008		2007	
		\$/kpi ³		\$/kpi ³
Produits, déduction faite des redevances/prix	1 302 \$	8,34 \$	1 031 \$	6,46 \$
Gains (pertes) réalisés à la couverture de prix des marchandises	(83)		90	
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	18	0,12	20	0,13
Transport et vente	37	0,24	43	0,26
Exploitation	147	0,94	107	0,67
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	1 017 \$	7,04 \$	951 \$	5,40 \$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées		6,51 \$		5,97 \$
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		857		882

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 ¹⁾	Volume	
Plaines canadiennes	1 121 \$	127 \$	(29) \$	1 219 \$

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 premier semestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 29 % du prix du gaz naturel, compte non tenu des couvertures;

atténuée par :

- une diminution de 3 % du volume de production du gaz naturel;
- les pertes réalisées sur les couvertures de prix de 83 M\$ ou 0,53 \$ par kpi³ en 2008, contre des gains de 90 M\$ ou 0,57 \$ par kpi³ en 2007.

Le volume de gaz produit a reculé de 3 % en 2008, par rapport à 2007. 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. La variabilité des prix réalisés reflète aussi la pondération des volumes des différents flux gazeux d'EnCana à leurs prix de référence respectifs, après déduction de l'écart de base correspondant.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel ont régressé de 8 % ou de 0,02 \$ par kpi³ en 2008, par rapport à 2007, en raison surtout de la baisse des droits de péage moyens atténuée par la montée du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 40 %, soit de 0,27 \$ le kpi³, 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 charges de rémunération à long terme découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana ainsi que 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 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Plaines canadiennes	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	554 \$	286 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	11	8
Transport et vente	7	7
Exploitation	72	52
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	464 \$	219 \$

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 ¹⁾	Volume		
Plaines canadiennes	286 \$	297 \$	(29) \$		554 \$

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 deuxième trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 122 % du prix du pétrole brut et une augmentation de 72 % 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 70 M\$, ou 11,43 \$ le baril, en 2008, contre des pertes de 11 M\$, ou 1,69 \$ le baril, en 2007.

Au deuxième trimestre de 2008, la production tirée de la principale zone de ressources de Pelican Lake s'est élevée à 21 434 b/j, en baisse de 5 % par rapport à 2007 en raison surtout des temps d'arrêt à l'installation au cours du trimestre attribuables aux pannes des pipelines en aval et aux interruptions du traitement du pétrole connexes. La production tirée de la principale zone de ressources de Weyburn, de 13 180 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 13 207 b/j, a reculé de 17 % par suite surtout de la baisse de rendement normale. Globalement, la production de pétrole brut de la division Plains canadiennes a régressé de 7 %.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Plaines canadiennes	
	2008	2007
Prix ¹⁾	102,55 \$	46,14 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	1,78	1,13
Transport et vente	1,45	1,23
Exploitation	12,11	8,27
Prix net	87,21 \$	35,51 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	65 097	70 148

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

Le prix du pétrole brut de la division Plains canadiennes a augmenté de 122 % en 2008 par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les 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 Plains canadiennes se sont élevées à environ 69 M\$, soit 11,44 \$ par baril en 2008, contre des pertes d'environ 11 M\$, soit 1,69 \$ 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 Plains canadiennes ont augmenté de 58 % ou de 0,65 \$ 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 Plains canadiennes ont augmenté de 18 % ou 0,22 \$ par baril en 2008, par rapport à 2007, en raison de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et d'une augmentation des frais de transport routier d'huiles détergentes à Pelican Lake, contrebalancée par une diminution des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn en 2008.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Plains canadiennes se sont accrues de 46 % ou de 3,84 \$ le baril en 2008 comparativement à 2007. Cet accroissement s'explique surtout par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, l'augmentation des charges de rémunération à long terme en raison de la hausse du cours de l'action d'EnCana,

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

l'accroissement des impôts fonciers, des frais de location, des salaires et charges sociales, des frais de reconditionnement, des frais de réparation et d'entretien de même que les coûts des produits chimiques et 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 1 189 b/j en 2008, contre 1 206 b/j en 2007. Le prix obtenu pour les LGN a connu une hausse de 72 %, s'établissant à 96,34 \$ le baril en 2008, contre 56,08 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Plaines canadiennes	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	1 021 \$	573 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	19	15
Transport et vente	15	15
Exploitation	140	100
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	847 \$	443 \$

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 ¹⁾	Volume	
Plaines canadiennes	573 \$	485 \$	(37) \$	1 021 \$

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 premier semestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 107 % du prix du pétrole brut et une augmentation de 66 % 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 106 M\$, ou 8,43 \$ le baril, en 2008, contre des gains de 5 M\$, ou 0,40 \$ le baril, en 2007.

Au premier semestre de 2008, la production tirée de la principale zone de ressources de Pelican Lake s'est élevée à 22 669 b/j, volume presque inchangé par rapport à 2007. La production tirée de la principale zone de ressources de Weyburn, de 13 580 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 13 675 b/j, a reculé de 15 % par suite surtout de la baisse de rendement normale. 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 ¹⁾	89,58 \$	43,34 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	1,52	1,15
Transport et vente	1,34	1,22
Exploitation	11,38	7,84
Prix net	75,34 \$	33,13 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	67 439	71 387

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 de 107 % en 2008 par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les 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 105 M\$, soit 8,45 \$ par baril en 2008, contre des gains d'environ 5 M\$, soit 0,40 \$ 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 32 % ou de 0,37 \$ 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 10 % ou 0,12 \$ par baril en 2008, par rapport à 2007, en raison de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, contrebalancée en partie par une diminution des frais de transport routier d'huiles détergentes.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 45 % ou de 3,54 \$ le baril en 2008 comparativement à 2007. Cet accroissement s'explique surtout par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, l'augmentation des charges de rémunération à long terme en raison de la hausse du cours de l'action d'EnCana, l'accroissement des impôts fonciers et des frais de location, des salaires et charges sociales, des frais de réparation et d'entretien de même que les coûts des produits chimiques et 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 1 226 b/j en 2008, contre 1 204 b/j en 2007. Le prix obtenu pour les LGN a connu une hausse de 66 %, s'établissant à 85,40 \$ le baril en 2008, contre 51,42 \$ 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 juin 2008 et 2007

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont du deuxième trimestre de 2008 s'est élevée à 1 026 M\$, en hausse de 190 M\$ ou de 23 % 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 en 2008, 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 35 M\$ liée aux projets d'exploration au Qatar.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont du premier semestre de 2008 s'est élevée à 1 992 M\$, en hausse de 370 M\$ ou de 23 % par rapport à 2007, pour les raisons suivantes :

- le volume de production a augmenté de 8 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis sont plus élevés en 2008, 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 35 M\$ liée aux projets d'exploration au Qatar.

Amortissement et épuisement – Activités en aval

La charge d'amortissement et d'épuisement des raffineries en aval s'est chiffrée à 44 M\$ au deuxième trimestre de 2008, contre 38 M\$ en 2007 et à 88 M\$ au premier semestre de 2008, contre 74 M\$ en 2007.

OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits	647 \$	722 \$	1 272 \$	1 478 \$
Charges				
Transport et vente	-	2	-	10
Exploitation	8	10	19	17
Produits achetés	628	702	1 235	1 434
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	11	8	18	17
Amortissement et épuisement	4	4	8	7
Bénéfice sectoriel	7 \$	4 \$	10 \$	10 \$

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^{er} 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 abrégié 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 2 790 M\$ pour le premier semestre de 2008, contre 2 184 M\$ en 2007.

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

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits	(328) \$	49 \$	(1 424) \$	(566) \$
Charges				
Exploitation	(7)	(7)	(9)	(8)
Amortissement et épuisement	23	21	44	39
Bénéfice sectoriel (perte)	(344) \$	35 \$	(1 459) \$	(597) \$

Les produits 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 non sectorielles consolidées

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Administration	225 \$	95 \$	381 \$	190 \$
Intérêts débiteurs, montant net	147	94	281	195
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	20	15	41	29
Perte (gain) de change, montant net	(35)	7	60	(5)
Perte (gain) à la cession de participations	(17)	1	(17)	(58)

Les frais d'administration se sont accrus de 130 M\$ au deuxième trimestre et de 191 M\$ au premier semestre de 2008 par rapport aux périodes correspondantes de 2007. Cette augmentation cumulative pour l'exercice s'explique principalement par la progression des charges de rémunération à long terme, qui se sont chiffrées à 92 M\$ et sont attribuables à la hausse du cours de l'action d'EnCana, à une augmentation de l'effectif et à d'autres charges connexes de 32 M\$ découlant de la croissance et d'une charge non récurrente de 23 M\$ liée au règlement d'un recours collectif regroupé décrit à la rubrique intitulée « Obligations contractuelles et éventualités » du présent rapport de gestion. La montée du dollar canadien par rapport au dollar américain a ajouté 20 M\$ supplémentaires. EnCana a aussi inscrit un montant de 24 M\$ relativement à la réorganisation proposée de l'entreprise.

Les intérêts débiteurs nets pour le premier semestre de 2008 ont augmenté de 86 M\$ par rapport à ceux du trimestre correspondant 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 2 943 M\$ pour atteindre 10 369 M\$ au 30 juin 2008, contre 7 426 M\$ au 30 juin 2007, essentiellement par suite de l'acquisition de Deep Bossier. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana cumulatif pour l'exercice sur l'encours de la dette s'est chiffré à 5,5 %, en 2008, contre 5,6 % en 2007.

La perte de change de 60 M\$ constatée pour le premier semestre 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 2007 se rapporte principalement à la cession des participations au Tchad.

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Produits				
Gaz naturel	(208) \$	71 \$	(1 321) \$	(484) \$
Pétrole brut	(120)	(22)	(103)	(82)
	(328)	49	(1 424)	(566)
Charges	(10)	(6)	(13)	(7)
	(318)	55	(1 411)	(559)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(83)	8	(439)	(183)
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	(235) \$	47 \$	(972) \$	(376) \$

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 du gain ou de la perte à la valeur de marché reflétées dans les produits tirées des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité selon les périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et 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 le semestre terminé le 30 juin 2008, le taux d'imposition effectif s'est établi à 40,0 %, contre 22,0 % en 2007. L'écart s'explique en grande partie par une charge d'impôts futurs de 173 M\$ en 2008 liée aux opérations de change non réalisées qui n'ont pas été portées aux résultats et à une économie d'impôts de 231 M\$ en 2007 liée à une modification des dispositions des lois fiscales.

Les impôts payés se sont élevés à 440 M\$ pour le deuxième trimestre de 2008, contre 285 M\$ pour 2007. Les impôts payés se sont élevés à 804 M\$ pour le premier semestre de 2008, contre 660 M\$ pour 2007. L'augmentation des impôts payés résulte de la hausse des flux de trésorerie d'exploitation.

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

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 bénéfice net avant impôts de l'exercice et l'ampleur des éléments représentant les « écarts permanents » exclus du résultat, qui sont assujettis aux impôts exigibles ou aux impôts futurs. Les éléments de ce type sont notamment :

- les effets des cessions d'actifs lorsque la valeur fiscale des actifs diffère de leur valeur comptable;
- les ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, qui ont une incidence sur les charges d'impôts futurs;
- la moitié non imposable des gains ou des pertes en capital au Canada;
- les éléments pour lesquels le traitement fiscal est différent du traitement comptable.

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 d'EnCana du présent rapport de gestion entraînera une accélération des impôts futurs pour les activités canadiennes qui seront constatés au quatrième trimestre de 2008. Les impôts payés en 2008 devraient se solder par une augmentation d'environ 1 G\$, hausse qui devrait être contrebalancée par un avantage fiscal aux États-Unis qui sera versé à GasCo en 2010 et les exercices suivants en raison du retour de GasCo au statut de producteur indépendant. La valeur actualisée nette prévue de la charge fiscale de la restructuration est d'environ 250 M\$.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

Sommaire des dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Plaines canadiennes	158 \$	156 \$	420 \$	340 \$
Contreforts canadiens	570	404	1 337	1 052
États-Unis	660	422	1 179	861
Activités pétrolières intégrées	266	126	529	270
Activités en mer et à l'étranger	28	44	53	62
Optimisation des marchés	5	2	7	3
Activités non sectorielles	31	18	42	67
Dépenses en immobilisations	1 718	1 172	3 567	2 655
Acquisitions	278	17	336	24
Cessions	(79)	(165)	(151)	(446)
Dépenses en immobilisations, montant net	1 917 \$	1 024 \$	3 752 \$	2 233 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour le semestre terminé le 30 juin 2008 ont été financées par les flux de trésorerie et des emprunts.

Pour le premier semestre 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. Comme il a été indiqué à la rubrique sur le taux de change du présent rapport de gestion, 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 ont accru le total des dépenses en immobilisations de 57 M\$ au deuxième trimestre de 2008 et de 220 M\$ au premier semestre de 2008.

GasCo

Dépenses en immobilisations des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis

Pour le premier semestre de 2008, les dépenses en immobilisations des secteurs Contreforts canadiens et États-Unis ont augmenté de 603 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 1 337 M\$ au premier semestre de 2008, soit une hausse de 285 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 augmentation des coûts capitalisés liés aux charges de rémunération à long terme;
 - Augmentation des coûts de forage, d'achèvement et des installations, en raison de l'accent accru sur le nombre de puits, la révision des techniques d'achèvement et l'arrêt d'une usine de traitement du gaz. La Société a foré 473 puits nets au premier semestre de 2008 comparativement à 693 puits nets en 2007.
- Au premier semestre de 2008, les dépenses en immobilisations aux États-Unis ont augmenté de 318 M\$ pour s'établir à 1 179 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 et à l'augmentation des coûts capitalisés liés aux charges de rémunération long terme. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a augmenté et s'est établi à 370 en 2008 par rapport à 339 en 2007.

IOCo

Dépenses en immobilisations des secteurs Activités pétrolières intégrées et Plaines canadiennes

Pour le premier semestre de 2008, les dépenses en immobilisations des secteurs Activités pétrolières intégrées et Plaines canadiennes ont augmenté de 339 M\$ par rapport à celles de la période correspondante de 2007, essentiellement pour les raisons suivantes :

- Les dépenses en immobilisations de 529 M\$ de la division Activités pétrolières intégrées au premier semestre 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 259 M\$ des dépenses en immobilisations au premier semestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007 est principalement attribuable à l'accroissement des coûts des installations à Foster Creek et à Christina Lake. Les dépenses liées aux installations de Foster Creek porteront 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 porteront 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 180 autres puits d'essais stratigraphiques (90 puits nets pour EnCana) à Foster Creek et Christina Lake en lien avec les phases de mise en valeur suivantes, comparativement à la période correspondante en 2007. La hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien a accru de 19 M\$ le total des dépenses en immobilisations de la division Activités pétrolières intégrées. Les dépenses en immobilisations de la division Activités pétrolières intégrées ont également subi l'incidence de la hausse des coûts capitalisés liés aux charges de rémunération à long terme.
- Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes se sont établies à 420 M\$ au premier semestre de 2008, en hausse de 80 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 44 M\$ et de la hausse des coûts capitalisés liés aux charges de rémunération à long terme. La Société a foré 680 puits nets au premier semestre de 2008, contre 781 puits nets en 2007, en se concentrant sur des 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 de 245 M\$ dans la zone Haynesville Shale, en Louisiane, au premier semestre de 2008 et des biens peu importants en 2007.

En septembre 2007, EnCana a conclu un accord visant la vente de ses participations résiduelles au Brésil pour environ 165 M\$ avant ajustements à la clôture. La vente est conditionnelle au respect de certains critères et à l'obtention d'approbations auprès des autorités de réglementation et sa clôture devait avoir lieu au cours du premier trimestre de 2008. Par suite de divers problèmes imprévus, dont un conflit de travail au sein de l'organisme de réglementation au Brésil, l'approbation prévue a été reportée. Le moment de l'approbation

officielle par l'organisme de réglementation ne peut être déterminé avec certitude à l'heure actuelle, mais il est prévu qu'elle sera obtenue en 2008.

EnCana a réalisé les cessions importantes suivantes au premier semestre de 2007 :

- 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 207 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.

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 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	1 996 \$	2 148 \$	3 754 \$	4 056 \$
Activités d'investissement	(2 036)	(1 094)	(3 570)	(2 342)
Activités de financement	(72)	(841)	44	(1 567)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	1	5	(3)	6
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(111) \$	218 \$	225 \$	153 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'EnCana au deuxième trimestre de 2008 se sont établis à 2 889 M\$, contre 2 549 M\$ lors de la période correspondante en 2007. Pour le cumul de l'exercice, les flux de trésorerie se sont élevés à 5 278 M\$, contre 4 301 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 du passif au titre de la gestion des risques contrebalancée par un accroissement des stocks et une 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 au premier semestre de 2008 ont augmenté de 1 228 M\$ par rapport à la période correspondante en 2007. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont augmenté de 1 224 M\$ au premier semestre 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 le premier semestre de 2008, EnCana a procédé à l'émission de titres d'emprunt à long terme d'un montant net de 894 M\$, contre un montant net de 394 M\$ pour la période correspondante en 2007. La dette nette d'EnCana, ajustée au titre du fonds de roulement, s'établissait à 11 964 M\$ au 30 juin 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.

Au 30 juin 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 7,2 G\$, sous réserve des conditions du marché. De cette capacité de prospectus préalables non utilisés, 2,0 G\$ ont expiré le 9 juillet 2008.

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 hautement 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 ».

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 deuxième trimestre de 2008, EnCana a racheté 0,2 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 15 M\$, contre environ 12 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 713 M\$ pour la même période en 2007. Au premier semestre de 2008, EnCana a racheté 4,8 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 326 M\$, contre 35,4 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1 807 M\$ pour le semestre correspondant 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 le semestre terminé le 30 juin 2008 ont totalisé 600 M\$, contre 304 M\$ pour la période correspondante en 2007. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

Ratios financiers

	30 juin 2008	31 décembre 2007
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾	36 %	34 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ²⁾	1,3 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 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 36 % au 31 décembre 2007 en raison principalement de pertes évaluées à la valeur de marché latentes sur des instruments de gestion des risques qui ont fait augmenter la dette nette. Sans tenir compte de cet élément, le ratio dette nette/capitaux permanents se serait établi à 34 % au 30 juin 2008 et serait demeuré inchangé à 34 % au 31 décembre 2007.

Flux de trésorerie disponibles

Pour le deuxième trimestre de 2008, les flux de trésorerie disponibles ont régressé de 206 M\$ et au premier semestre de 2008, ils ont augmenté de 65 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 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie ¹⁾	2 889 \$	2 549 \$	5 278 \$	4 301 \$
Dépenses en immobilisations	1 718	1 172	3 567	2 655
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	1 171 \$	1 377 \$	1 711 \$	1 646 \$

- 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. Ils servent à déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement ou de financement.

Données sur les actions en circulation

(en millions)	30 juin 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	2,8	8,3
Actions ordinaires rachetées	(2,8)	(36,0)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	750,2	750,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat dilué	752,3	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 juin 2008 et 2007.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés en vertu de divers régimes. Au 30 juin 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 exercées.

EnCana peut accorder à ses salariés des incitatifs à long terme sous forme d'attributions d'options sur actions et de droits à la valeur des actions 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 juin 2008, environ 32,9 millions d'options assorties de DAPVA étaient en circulation, dont 9,8 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 juin 2008, 2,6 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 10 391 M\$ au 30 juin 2008, comprennent une tranche de 2 323 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. 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 juin 2008, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 104 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,34 \$ le kpi³. Au 30 juin 2008, ces opérations représentaient une perte latente de 522 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 Mpi³/j et 300 Mpi³/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 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 entité à détenteurs de droits variables (« 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 achevé, 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 de la Californie et devant la cour de district 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 les tribunaux de New York, dont il a déjà été fait mention. Ainsi, 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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. Des modifications pourraient être apportées au Régime de redevances de l'Alberta avant la date prévue de son entrée en vigueur.

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^{er} 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.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES de 14 % en 2050 par rapport aux niveaux de 2005, 70 % des réductions devant provenir du captage et du stockage du carbone. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon à ce qu'à compter du 1^{er} juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions. 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 Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus, qui entrera en vigueur le 1^{er} 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 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.

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.

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

- sa pondération considérable en actifs de gaz naturel;
- sa réputation de chef de file sectoriel du piégeage du CO₂;
- l'accent qu'elle met sur 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.

Perspectives

EnCana prévoit continuer de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel et de pétrole brut dans les zones de ressources non classiques en Amérique du Nord, 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, la croissance soutenue de la demande en Chine, les mesures prises par l'OPEP, l'effondrement de la demande par suite du prix élevé de l'énergie et la conjoncture économique mondiale. Le prix du pétrole brut canadien est aussi soumis à l'incertitude découlant des risques d'interruption des activités de raffinage sur le marché déjà étroit du Midwest américain et de l'augmentation de la production intérieure, qui pourrait se traduire par l'encombrement du réseau pipelinier à l'extérieur de l'Ouest canadien.

Le prix du gaz naturel dépend surtout du jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques se révélant le facteur déterminant à court terme. Selon EnCana, l'offre de gaz tiré de réserves classiques en Amérique du Nord a atteint son apogée 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.

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 revoir les structures organisationnelles actuelles et de déterminer les ressources et les fonctions de la Société nécessaires pour établir les sociétés proposées.

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services. 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). EnCana a mis à jour ses prévisions au deuxième trimestre de 2008. Le communiqué de presse d'EnCana daté du 24 juillet 2008 ainsi que les états financiers sont disponibles sur le site SEDAR (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 : 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; l'échéancier et la clôture prévus de la cession des activités de la Société au Brésil; les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des ressources pétrolifères *in situ*, y compris celles à Foster Creek et à Christina Lake, jusqu'en 2016; l'accroissement de la capacité de traitement de pétrole lourd en aval de la Société; l'incidence prévue de l'accès aux terrains et des questions de réglementation; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 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; 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 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; 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 24 juillet 2008, lequel figure sur le site web d'EnCana à l'adresse www.encana.com et sur le site SEDAR à l'adresse 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 (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e ») 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 Mpi³e, kpi³e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

Zone de ressources

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. Les ventes prévisionnelles reflètent le point médian des prévisions actuelles, après déduction des redevances. Dans ses prévisions actuelles, la Société utilise le taux de change hypothétique de 1,00 \$ US pour 1,00 \$ CA.

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.

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2008

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 et sur le site Web de la Société à l'adresse www.encana.com.