



**EnCana Corporation**

**Rapport de gestion**

**Période terminée le 30 septembre 2009**

**(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 ») de la période terminée le 30 septembre 2009, les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, ainsi que la circulaire d'information d'EnCana relative à l'arrangement visant Cenovus Energy Inc. datée du 20 octobre 2009. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent rapport de gestion.*

*Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains (« US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 11 novembre 2009.*

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

## Arrangement proposé

---

En mai 2008, les membres du conseil d'administration d'EnCana ont approuvé à l'unanimité la proposition visant à scinder EnCana en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie : une société gazière et une société pétrolière intégrée. La restructuration d'entreprise (l'« arrangement ») proposée devait se conclure au début de janvier 2009.

En octobre 2008, EnCana a annoncé que l'arrangement proposé serait reporté jusqu'à ce que les marchés mondiaux des actions et des titres d'emprunt se stabilisent.

Le 10 septembre 2009, les membres du conseil d'administration d'EnCana ont approuvé à l'unanimité les plans de mise en œuvre de l'arrangement proposé. Ce dernier serait mis en œuvre par l'intermédiaire d'un plan d'arrangement approuvé par le tribunal, sous réserve de l'approbation des actionnaires et des autorités de réglementation. La restructuration entraînerait la création de deux entités cotées en Bourse, dont les dénominations seraient Cenovus Energy Inc. et EnCana Corporation. En vertu de l'arrangement, les actionnaires d'EnCana recevront une nouvelle action ordinaire d'EnCana et une action ordinaire de Cenovus Energy Inc. en échange de chaque action ordinaire d'EnCana détenue.

Sous réserve de l'approbation du tribunal et des actionnaires, EnCana prévoit réaliser la restructuration le 30 novembre 2009 après la tenue d'une assemblée des actionnaires le 25 novembre 2009 au cours de laquelle le plan d'arrangement proposé fera l'objet d'un vote.

S'il est réalisé, l'arrangement proposé aura une incidence importante sur les activités et les résultats d'EnCana. Pour plus d'information sur l'arrangement proposé, on se reportera à la circulaire d'information d'EnCana datée du 20 octobre 2009 qui figure parmi les documents d'information déposés par la Société sur le site [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ainsi que sur le site même de la Société au [www.encana.com](http://www.encana.com).

## Stratégie financière d'EnCana dans le contexte économique actuel

---

À l'échelle mondiale et canadienne, les indicateurs portent à croire que l'économie semble amorcer une reprise. Dans ce contexte, EnCana continue d'accorder la priorité à ses objectifs clés qui consistent à maintenir une situation financière solide, à générer des flux de trésorerie disponibles considérables, à optimiser ses investissements et à continuer de verser un dividende stable à ses actionnaires. Cette stratégie d'investissement prudente est soutenue par un solide bilan et une démarche d'atténuation des risques liés au marché selon laquelle EnCana a couvert, au 30 septembre 2009, environ 2 milliards de pieds cubes par jour (Gpi<sup>3</sup>/j) de gaz en vertu de contrats à prix fixe de novembre 2009 à octobre 2010 à un prix équivalent moyen NYMEX de 6,08 \$ le kpi<sup>3</sup>. Des mesures supplémentaires contenues dans le programme de gestion des risques d'EnCana sont décrites plus en détail à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion. Au cours des neuf premiers mois de 2009, EnCana a tiré parti de son programme de couvertures des prix des marchandises, qui s'est traduit par des gains réalisés sur les couvertures de 2,5 G \$ après impôts.

Forte d'un bilan très sain, EnCana continue de faire appel à une structure du capital prudente. En date du 30 septembre 2009, 95 % de l'encours de la dette d'EnCana, compte non tenu des billets de Cenovus qui sont décrits plus amplement à la rubrique « Activités de financement » du présent rapport de gestion, se composait d'emprunts à long terme à taux fixe assortis d'une échéance moyenne de plus de 13 ans. La prochaine échéance, en 2010, vise un capital de 200 M\$. Au 30 septembre 2009, compte non tenu des facilités de crédit de Cenovus, EnCana disposait de montants non utilisés en vertu de prospectus préalables, dont la disponibilité dépend des conditions du marché, jusqu'à concurrence de 5,4 G\$, et de facilités de crédit bancaires engagées non utilisées de 4,3 G\$. EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de moins de 2,0 fois. Au 30 septembre 2009, le ratio dette/capitaux permanents s'établissait à 25 % et le ratio dette/BAIIA ajusté, à 1,1 fois.

De plus, EnCana continue à surveiller les arrêts et les réductions de production, outre les dépenses et les programmes d'investissement. Pour de plus amples renseignements sur les investissements prévus pour 2009, voir la section Corporate Guidance du site Web d'EnCana à [www.encana.com](http://www.encana.com).

## 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.

EnCana a défini ses activités poursuivies dans les secteurs isolables suivants :

- Le secteur **Canada** englobe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (« LGN ») de la Société ainsi que les activités connexes comprises dans le centre de coûts canadien.
- Le secteur **États-Unis** comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de LGN de la Société ainsi que les activités connexes comprises dans le centre de coûts américain.
- Le secteur **Raffinage en aval** se concentre sur le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis et détenues en parts égales avec ConocoPhillips.
- Le secteur **Activités d'optimisation des marchés** s'occupe principalement de la vente de la production appartenant à la Société. Ses résultats sont inclus dans les secteurs Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, qui offrent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Activités d'optimisation des marchés.
- Le secteur **Activités non sectorielles et autres activités** comprend principalement des gains ou des 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 rattachent les instruments dérivés.

Le secteur Activités d'optimisation des marchés vend la quasi-totalité de la production en amont de la Société à des clients indépendants. Les opérations réalisées entre les secteurs sont fondées sur les valeurs de marché et sont éliminées à la consolidation. L'information financière est présentée après éliminations.

EnCana a une structure de prise de décisions et de communication de l'information décentralisée. Par conséquent, ses divisions sont structurées comme suit :

- La division **Plaines canadiennes** englobe les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de pétrole brut situés dans l'est de l'Alberta et en Saskatchewan.
- La division **Contreforts canadiens** englobe les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel situés dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique ainsi que les actifs en mer canadiens de la Société.
- La division **États-Unis** englobe les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel situés aux États-Unis et comprend le secteur États-Unis décrit plus haut.

- La division **Activités pétrolières intégrées** regroupe les secteurs Activités pétrolières intégrées - Canada et Raffinage en aval. Le secteur Activités pétrolières intégrées - Canada comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de bitume au moyen de méthodes de récupération perfectionnées. Le secteur Activités pétrolières intégrées - Canada se compose des participations d'EnCana dans FCCL Partnership, détenue en propriété conjointe avec ConocoPhillips, des actifs de gaz naturel à Athabasca et d'autres participations dans les activités liées au bitume.

## Comparaison des résultats de 2009 et de 2008

---

Au troisième trimestre de 2009, par rapport au troisième trimestre de 2008, EnCana :

- a annoncé son intention de donner suite à sa scission en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie;
- a inscrit une diminution de 26 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 2 079 M\$, en raison principalement de la baisse des prix des marchandises, partiellement contrebalancée par des gains réalisés sur les couvertures de 913 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 271 M\$ après impôts en 2008;
- a constaté une diminution de 46 % du bénéfice d'exploitation, qui est passé à 775 M\$;
- a constaté une diminution de 99 % du bénéfice net, qui a atteint 25 M\$, en raison surtout de la baisse des prix des marchandises et de l'incidence nette en 2008 d'un gain de couverture latent de 2 043 M\$ après impôts, en partie contrebalancée par une perte de couverture réalisée de 271 M\$ après impôts (se reporter à la rubrique « Sommaire des effets des opérations de couverture sur le bénéfice net » du présent rapport de gestion);
- a inscrit des flux de trésorerie disponibles de 741 M\$, contre 1 221 M\$ en 2008;
- a poursuivi la construction du projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie (projet CORE) à la raffinerie Wood River, dont l'état d'avancement est d'environ 62 % au 30 septembre 2009;
- a enregistré un fléchissement de 7 % de la production totale, qui s'est établie à 4 387 millions de pieds cubes équivalents (« Mpi<sup>3</sup>e ») par jour (« Mpi<sup>3</sup>e/j »), largement attribuable à des arrêts et à des réductions de production ainsi qu'à des retards volontaires dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits;
- a enregistré une diminution de 10 % de la production de ses principales zones de ressources de gaz naturel et une augmentation de 20 % de celles de pétrole;
- a enregistré une diminution de 64 % des prix moyens du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui sont passés à 3,11 \$ le millier de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »), et une baisse de 42 % des prix moyens des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, qui ont atteint 57,40 \$ le baril (« b »).

Au cours des neuf premiers mois de 2009, par rapport aux neuf premiers mois de 2008, EnCana :

- a annoncé son intention de donner suite à sa scission en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie;
- a inscrit une diminution de 24 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 6 176 M\$, en raison principalement de la baisse des prix des marchandises, partiellement contrebalancée par des gains réalisés sur les couvertures de 2 512 M\$ après impôts, comparativement à des pertes de 658 M\$ après impôts en 2008 et le fléchissement des charges;
- a constaté une diminution de 33 % du bénéfice d'exploitation, qui est passé à 2 640 M\$;
- a constaté une diminution de 75 % du bénéfice net, qui a atteint 1 226 M\$, en raison surtout de la baisse des prix des marchandises;
- a inscrit des flux de trésorerie disponibles de 2 252 M\$, contre 2 932 M\$ en 2008;
- a poursuivi la construction du projet CORE à la raffinerie Wood River, dont l'état d'avancement est de 62 % environ au 30 septembre 2009;
- a enregistré un fléchissement de 2 % de la production totale, qui s'est établie à 4 554 Mpi<sup>3</sup>e/j, largement attribuable à des arrêts et des réductions de production ainsi qu'à des retards volontaires dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits;
- a enregistré une baisse de 1 % de la production de ses principales zones de ressources de gaz naturel et une augmentation de 18 % de celles de pétrole;
- a enregistré une diminution de 60 % des prix moyens du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui sont passés à 3,50 \$ le kpi<sup>3</sup>, et une baisse de 49 % des prix moyens des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, qui ont atteint 46,58 \$ le baril.

## Contexte commercial

Les résultats financiers d'EnCana sont grandement influencés par les fluctuations des prix des marchandises, dont les écarts de prix et les marges de craquage, et du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Pour réduire le risque de prix, EnCana a mis en place un programme de couverture des prix des marchandises. De plus amples renseignements sur ce programme figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 et à la note 17 des états financiers consolidés intermédiaires. Le tableau qui suit présente des renseignements trimestriels de référence destinés à faciliter la compréhension de la volatilité trimestrielle des prix et des taux de change qui ont eu une incidence sur les résultats financiers d'EnCana.

### Prix et taux de change de référence trimestriels

(moyenne pour la période)	Périodes de neuf mois terminées les		2009			2008				2007
	30 septembre		T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	2009	2008								
<b>Prix de référence du gaz naturel</b>										
Prix AECO (\$ CA/kp <sup>3</sup> )	4,10 \$	8,58 \$	3,02 \$	3,66 \$	5,63 \$	6,79 \$	9,24 \$	9,35 \$	7,13 \$	6,00 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	3,92	9,73	3,39	3,50	4,89	6,94	10,24	10,93	8,03	6,97
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	2,79	7,15	2,69	2,37	3,31	3,53	5,88	8,56	7,02	3,46
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	3,65	9,43	3,31	3,44	4,21	6,37	9,98	10,58	7,73	6,64
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	0,47	1,28	0,67	0,39	0,35	1,10	1,28	1,71	0,84	0,85
Rocheuses/NYMEX	1,13	2,58	0,70	1,13	1,58	3,41	4,36	2,37	1,01	3,50
Texas/NYMEX	0,27	0,30	0,08	0,06	0,68	0,58	0,26	0,35	0,30	0,33
<b>Prix de référence du pétrole brut</b>										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	57,32	113,52	68,24	59,79	43,31	59,08	118,22	123,80	97,82	90,50
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	48,47	93,16	58,06	52,37	34,38	39,95	100,22	102,18	76,37	56,85
Écart WTI/WCS (\$/b)	8,85	20,36	10,18	7,42	8,93	19,13	18,00	21,62	21,45	33,65
<b>Marge de raffinage de référence</b>										
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) <sup>1)</sup>	9,72	12,86	8,48	10,95	9,75	6,31	17,29	13,60	7,69	9,17
<b>Taux de change</b>										
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,855	0,982	0,911	0,857	0,803	0,825	0,961	0,990	0,996	1,019

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 à très faible teneur en soufre.

## Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008				2007
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	<b>Total des données consolidées</b>									
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	<b>6 176 \$</b>	8 087 \$	<b>2 079 \$</b>	2 153 \$	1 944 \$	1 299 \$	2 809 \$	2 889 \$	2 389 \$	1 934 \$
- par action – résultat dilué	<b>8,22</b>	10,75	<b>2,77</b>	2,87	2,59	1,73	3,74	3,85	3,17	2,56
Bénéfice net	<b>1 226</b>	4 867	<b>25</b>	239	962	1 077	3 553	1 221	93	1 082
- par action – résultat de base	<b>1,63</b>	6,49	<b>0,03</b>	0,32	1,28	1,44	4,74	1,63	0,12	1,44
- par action – résultat dilué	<b>1,63</b>	6,47	<b>0,03</b>	0,32	1,28	1,43	4,73	1,63	0,12	1,43
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup>	<b>2 640</b>	3 956	<b>775</b>	917	948	449	1 442	1 469	1 045	849
- par action – résultat dilué	<b>3,51</b>	5,26	<b>1,03</b>	1,22	1,26	0,60	1,92	1,96	1,39	1,12
Dividendes en espèces, par action	<b>1,20</b>	1,20	<b>0,40</b>	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,20
Produits, déduction faite des redevances	<b>12 251</b>	23 705	<b>3 881</b>	3 762	4 608	6 359	10 849	7 422	5 434	5 875

1) Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR et sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

2) Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR et est traité sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

### Flux de trésorerie

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

#### Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>2 697 \$</b>	3 058 \$	<b>6 483 \$</b>	6 812 \$
(Ajouter) Déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	<b>10</b>	(19)	<b>33</b>	(283)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	<b>608</b>	268	<b>274</b>	(992)
Flux de trésorerie	<b>2 079 \$</b>	2 809 \$	<b>6 176 \$</b>	8 087 \$

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

En 2009, les flux de trésorerie ont diminué de 730 M\$, soit 26 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 64 % pour atteindre 3,11 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2009, contre 8,74 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2008;
- le prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 42 % pour atteindre 57,40 \$ le baril en 2009, contre 98,85 \$ le baril en 2008;
- le volume de production de gaz naturel a diminué de 9 % en 2009 pour s'établir à 3 551 millions de pieds cubes (« Mpi<sup>3</sup> ») par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j »), par rapport à 3 917 Mpi<sup>3</sup>/j en 2008, principalement du fait des arrêts et des réductions de production ainsi que des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits, en raison de la faiblesse des prix.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les éléments suivants :

- des gains après impôts réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises ayant atteint 913 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de 271 M\$ après impôts en 2008;
- par rapport à 2008, les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers ainsi que les frais de transport et de vente ont fléchi en 2009, facteur contrebalancé en partie par la hausse des frais d'administration;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval se sont élevés de 182 M\$ pour atteindre 86 M\$ en 2009;
- le volume de production des liquides a augmenté de 4 % en 2009 pour atteindre 139 262 barils par jour (« b/j ») par rapport à 133 556 b/j en 2008.

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

En 2009, les flux de trésorerie ont diminué de 1 911 M\$, soit 24 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 60 % pour atteindre 3,50 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2009, contre 8,78 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2008;
- le prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 49 % pour atteindre 46,58 \$ le baril en 2009, contre 91,72 \$ le baril en 2008;
- le volume de production de gaz naturel a diminué de 2 % en 2009 pour s'établir à 3 735 Mpi<sup>3</sup>/j, par rapport à 3 830 Mpi<sup>3</sup>/j en 2008, principalement du fait des arrêts et des réductions de production ainsi que des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits, en raison de la faiblesse des prix;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval ont diminué de 40 M\$ pour atteindre 299 M\$ en 2009.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les éléments suivants :

- les gains réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises ont atteint 2 512 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 658 M\$ après impôts en 2008;
- les charges d'exploitation, les frais de transport et de vente, les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers, les frais d'administration et les intérêts débiteurs ont diminué en 2009 comparativement à 2008;
- le volume de production des liquides a augmenté de 3 % en 2009 pour atteindre 136 417 b/j par rapport à 132 818 b/j en 2008.

## Bénéfice net

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Le bénéfice net, qui s'est établi à 25 M\$ en 2009, a été inférieur de 3 528 M\$ à celui de 2008. Les principaux éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net ont été les suivants :

- la chute des prix moyens du gaz naturel et des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, ainsi que le fléchissement des volumes de production du gaz naturel, comme il est expliqué à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- l'incidence nette d'opérations de couverture réalisées et latentes, qui a entraîné un recul de 18 M\$ après impôts imputé au bénéfice net en 2009, comparativement à une progression de 1 772 M\$ après impôts inscrite au bénéfice net en 2008. Se reporter au tableau ci-après pour plus d'information sur l'incidence des opérations de couverture sur le bénéfice net;
- les charges de rémunération à long terme se sont établies à 42 M\$ en 2009 comparativement à une reprise de 227 M\$ en 2008 découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana. L'effritement du cours de l'action d'EnCana au troisième trimestre de 2008 a entraîné la reprise des charges de rémunération à long terme constatées pour cette période;
- en 2008, un gain de 99 M\$ après impôts découlant de la vente de participations au Brésil a été constaté alors qu'aucun montant comparable n'a été enregistré en 2009.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les éléments suivants :

- des gains de change hors exploitation de 181 M\$ après impôts en 2009, contre des pertes de 31 M\$ après impôts en 2008;

- la baisse des charges d'exploitation, l'accroissement des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval et la hausse des volumes de production des liquides, comme il est expliqué à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement de 103 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse des volumes de production et de la contraction du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Le bénéfice net qui s'est établi à 1 226 M\$ en 2009, a été inférieur de 3 641 M\$ à celui de 2008. Les principaux éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net ont été les suivants :

- la chute des prix moyens du gaz naturel et des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, ainsi que le fléchissement des volumes de production du gaz naturel et des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval, comme il est expliqué à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- en 2008, un gain de 99 M\$ après impôts découlant de la vente de participations au Brésil a été constaté alors qu'aucun montant comparable n'a été enregistré en 2009.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les éléments suivants :

- l'incidence nette d'opérations de couverture réalisées et latentes, qui a entraîné une progression de 920 M\$ après impôts imputée au bénéfice net en 2009, comparativement à une augmentation de 413 M\$ après impôts inscrite au bénéfice net en 2008. Se reporter au tableau ci-après pour plus d'information sur l'incidence des opérations de couverture sur le bénéfice net;
- des gains de change hors exploitation de 178 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 259 M\$ après impôts en 2008;
- la baisse des charges d'exploitation et la hausse des volumes de production des liquides, comme il est expliqué à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement de 272 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, ainsi que du fléchissement des volumes de production.

### Sommaire des effets des opérations de couverture sur le bénéfice net

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts <sup>1)</sup>	(931) \$	2 043 \$	(1 592) \$	1 071 \$
Gains de couverture réalisés (pertes), après impôts <sup>2)</sup>	913	(271)	2 512	(658)
Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net	(18) \$	1 772 \$	920 \$	413 \$

- 1) Inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et autres activités. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et autres activités » du présent rapport de gestion pour plus d'information sur les gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché.
- 2) Inclus dans les résultats financiers par divisions.

### Bénéfice d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui ajuste le bénéfice net en fonction des éléments hors exploitation qui, selon les estimations de la direction, réduisent la comparabilité des résultats financiers sous-jacents de la Société entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations plus comparables d'une période à l'autre.



## Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre				Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			
	2009		2008		2009		2008	
	Par action <sup>4)</sup>		Par action <sup>4)</sup>		Par action <sup>4)</sup>		Par action <sup>4)</sup>	
Bénéfice net, montant déjà établi après impôts (les pertes) et déduire les gains :	25 \$	0,03 \$	3 553 \$	4,73 \$	1 226 \$	1,63 \$	4 867 \$	6,47 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :								
Gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché, après impôts <sup>1)</sup>	(931)	(1,24)	2 043	2,72	(1 592)	(2,12)	1 071	1,42
Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts <sup>2)</sup>	181	0,24	(31)	(0,04)	178	0,24	(259)	(0,34)
<b>Il manque un poste</b>	-	-	99	0,13	-	-	99	0,13
Bénéfice d'exploitation <sup>3)</sup>	775 \$	1,03 \$	1 442 \$	1,92 \$	2 640 \$	3,51 \$	3 956 \$	5,26 \$

- Dans les résultats du troisième trimestre de 2009, les gains (pertes) comptables latents, établis à la valeur de marché, après impôts représentent principalement la reprise de gains (pertes) constatés au cours de périodes antérieures. Les gains (pertes) réalisés après impôts représentent principalement la constatation du règlement final de positions de couverture.
- Gains (pertes) de change latents à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des gains (pertes) de change réalisés liés au règlement d'opérations intersociétés, après impôts, et de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de change liée à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement. La majeure partie de la dette libellée en dollars américains émise au Canada découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.
- Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain (perte) après impôts à la cession d'activités abandonnées, de l'incidence après impôts des gains (pertes) comptables latents, établis à la valeur de marché, sur des instruments dérivés, des gains (pertes) de change après impôts à la conversion de la dette en dollars américains émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport de la coentreprise, des gains (pertes) de change après impôts liés au règlement d'opérations intersociétés, de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices. Le calcul du bénéfice d'exploitation de la Société ne tient pas 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.
- Par action ordinaire – résultat dilué.

## Taux de change

Comme il est indiqué à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion, le taux de change moyen entre le dollar canadien et le dollar américain a diminué de 5 % au troisième trimestre de 2009, passant à 0,911 \$ contre 0,961 \$ au troisième trimestre de 2008, et de 13 % au cours des neuf premiers mois de 2009, passant à 0,855 \$ contre 0,982 \$ au cours des neuf premiers mois de 2008. Le tableau qui suit présente les incidences de ces modifications sur les résultats présentés d'EnCana par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

	Trimestre terminé le 30 septembre 2009		Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	
	millions \$	\$/kpi <sup>3</sup> e	millions \$	\$/kpi <sup>3</sup> e
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,911 \$		0,855 \$	
Modification par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent	(0,050)		(0,127)	
(en millions de dollars, sauf les montants en \$/kpi <sup>3</sup> e)				
Augmentation (diminution) des éléments suivants :				
Dépenses en immobilisations	(37) \$		(294) \$	
Charges d'exploitation en amont	(15)	(0,04)	(126)	(0,10)
Autres charges d'exploitation <sup>1)</sup>	(1)		(6)	
Frais d'administration	(4)	(0,01)	(29)	(0,02)
Charge d'amortissement et d'épuisement	(31)		(241)	

- Charges liées aux secteurs Optimisation des marchés et Activités non sectorielles et autres activités.

## Résultats d'exploitation

### Volumes de production

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008				2007
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)	3 735	3 830	3 551	3 788	3 869	3 858	3 917	3 841	3 733	3 722
Pétrole brut (b/j)	114 593	106 507	118 755	112 968	111 981	110 628	106 826	101 153	111 538	108 958
LGN (b/j)	21 824	26 311	20 507	22 685	22 299	25 222	26 730	26 450	25 750	27 179
Total (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	4 554	4 627	4 387	4 602	4 675	4 673	4 718	4 607	4 557	4 539

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

### Principales zones de ressources

	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	Production quotidienne			Activités de forage (nombre de puits forés, net)			Production quotidienne			Activités de forage (nombre de puits forés, net)		
	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	2009	2008	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>												
Jonah	521	-15 %	615	20	43	573	-7 %	613	85	135		
Piceance	334	-18 %	407	25	94	358	-7 %	387	113	258		
East Texas	305	-10 %	339	4	22	339	10 %	309	30	55		
Fort Worth	135	-9 %	148	1	21	141	-1 %	142	23	62		
Greater Sierra	189	-17 %	228	17	29	206	-5 %	217	42	92		
Cutbank Ridge	322	-	322	18	17	328	13 %	291	56	65		
Bighorn	154	-17 %	185	17	11	165	-1 %	167	52	59		
CBM	318	3 %	309	37	78	319	5 %	303	316	339		
Shallow Gas	649	-6 %	691	55	233	661	-6 %	706	436	812		
	2 927	-10 %	3 244	194	548	3 090	-1 %	3 135	1 153	1 877		
<b>Pétrole (b/j)</b>												
Foster Creek	38 954	44 %	26 979	2	6	33 830	36 %	24 936	18	19		
Christina Lake	6 097	33 %	4 568	-	-	6 360	76 %	3 606	-	-		
	45 051	43 %	31 547	2	6	40 190	41 %	28 542	18	19		
Pelican Lake	20 566	-7 %	22 196	-	-	20 354	-10 %	22 510	5	-		
Weyburn	14 947	10 %	13 590	-	4	15 423	14 %	13 583	-	18		
	80 564	20 %	67 333	2	10	75 967	18 %	64 635	23	37		
<b>Total (Mpi<sup>3</sup>e/j)</b>	3 410	-7 %	3 648	196	558	3 546	1 %	3 523	1 176	1 914		

Les volumes de production totaux ont baissé de 7 %, soit 331 Mpi<sup>3</sup>e/j, au troisième trimestre de 2009 par rapport au trimestre correspondant de 2008, en raison principalement de la régression de 10 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana, attribuable surtout aux arrêts et réductions de production ainsi qu'aux retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits découlant de la faiblesse des prix, outre les baisses de rendement normales des biens classiques, facteurs en partie compensés par la hausse de 43 % des volumes de production des principales zones de ressources Foster Creek/Christina Lake et la diminution des redevances dans d'autres biens.

Les volumes de production totaux se sont effrités de 2 %, soit 73 Mpi<sup>3</sup>e/j, au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, en raison principalement des baisses de rendement normales des biens classiques ainsi que des arrêts et réductions de production et des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits découlant de la faiblesse des prix, facteurs en partie compensés par la hausse de 41 % de la production des principales zones de ressources Foster Creek/Christina Lake et la diminution des redevances dans d'autres biens.

## Prix net lié à l'exploitation

	Trimestres terminés les 30 septembre					
	2009			2008		
	Gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/b)	Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)	Gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/b)	Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)
Prix	3,11 \$	57,40 \$	4,36 \$	8,74 \$	98,85 \$	10,04 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,05	0,95	0,07	0,31	2,09	0,32
Transport et vente	0,58	1,54	0,52	0,57	1,72	0,53
Exploitation	0,78	8,30	0,90	0,61	8,66	0,75
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	1,70	46,61	2,87	7,25	86,38	8,44
Gain (perte) de couverture réalisé	4,20	(0,01)	3,39	(0,80)	(7,97)	(0,89)
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	5,90 \$	46,60 \$	6,26 \$	6,45 \$	78,41 \$	7,55 \$

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre					
	2009			2008		
	Gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/b)	Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)	Gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/b)	Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)
Prix	3,50 \$	46,58 \$	4,26 \$	8,78 \$	91,72 \$	9,90 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,09	0,92	0,10	0,32	1,88	0,32
Transport et vente	0,52	1,49	0,47	0,56	1,62	0,51
Exploitation	0,76	8,38	0,87	0,87	10,30	1,02
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	2,13	35,79	2,82	7,03	77,92	8,05
Gain (perte) de couverture réalisé	3,68	1,06	3,05	(0,61)	(8,23)	(0,74)
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	5,81 \$	36,85 \$	5,87 \$	6,42 \$	69,69 \$	7,31 \$

Les prix nets, compte non tenu des opérations de couverture, ont diminué considérablement au troisième trimestre et au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport aux périodes correspondantes de 2008, en raison essentiellement de la baisse des prix des marchandises, contrebalancée partiellement par la réduction des dépenses totales et l'incidence de la diminution du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, EnCana a pris des mesures visant à réduire le risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises. De plus amples renseignements sur ce programme figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 et à la note 17 des états financiers consolidés intermédiaires. Comme le montre le tableau ci-dessus, EnCana a grandement bénéficié de son programme de couverture en cette période de contraction du prix des marchandises.

## Dépenses en immobilisations, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Canada				
Plaines canadiennes	104 \$	173 \$	332 \$	593 \$
Contreforts canadiens	505	473	1 250	1 836
Activités pétrolières intégrées au Canada	111	142	340	494
États-Unis	346	621	1 271	1 800
Raffinage en aval	266	133	695	310
Optimisation des marchés	1	4	(2)	11
Activités non sectorielles et autres activités	5	42	38	111
Dépenses en immobilisations	1 338	1 588	3 924	5 155
Acquisitions	15	878	128	1 214
Dessaisissements	(977)	(442)	(1 030)	(593)
Dépenses en immobilisations, montant net	376 \$	2 024 \$	3 022 \$	5 776 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 ont été financées par les flux de trésorerie.

Au cours des neuf premiers mois de 2009, 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 raffinage du pétrole lourd en aval de la Société par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Les dépenses en immobilisations ont fléchi en raison de la réduction des niveaux d'activité en amont ainsi que des fluctuations du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien, qui ont comprimé les dépenses en immobilisations de 294 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 comparativement à la même période en 2008. Un complément d'information sur les dépenses en immobilisations d'EnCana figure à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

### Acquisitions et dessaisissements

Le 5 mai 2009, la Société a fait l'acquisition des actions ordinaires de Kerogen Resources Canada, ULC pour une contrepartie en espèces nette de 24 M\$. L'acquisition comprend des immobilisations corporelles de 37 M\$ et la prise en charge d'éléments de passif à court terme de 6 M\$ et d'impôts futurs de 7 M\$. Les activités sont incluses dans la division Contreforts canadiens. Les acquisitions au cours des neuf premiers mois de 2008 comprenaient l'achat de terrains pour environ 1 089 M\$ dans la zone de ressources de schiste Haynesville en Louisiane.

Au cours des neuf premiers mois de 2009, la Société a réalisé le dessaisissement de biens de pétrole et de gaz classiques arrivés à maturité pour un produit de 957 M\$ (218 M\$ en 2008) et de 70 M\$ (123 M\$ en 2008) dans les divisions Contreforts canadiens et États-Unis, respectivement. En septembre 2008, la Société a réalisé la vente de ses participations au Brésil pour un produit net de 164 M\$ entraînant un gain à la vente de 124 M\$. Après la constatation d'une charge d'impôts de 25 M\$, EnCana a inscrit un gain de 99 M\$ après impôts.

EnCana a de plus réalisé quelques autres acquisitions et dessaisissements de biens de moindre importance au cours des neuf premiers mois de 2009 et de 2008.

Au début de novembre 2009, EnCana a vendu ses actifs liés au pétrole brut de Senlac dans le centre-ouest de la Saskatchewan moyennant une contrepartie d'environ 83 M\$.

## Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles d'EnCana se sont établis à 741 M\$ au troisième trimestre de 2009 et à 2 252 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, en baisse par rapport aux périodes correspondantes de 2008. Les raisons de la baisse du total des flux de trésorerie et des dépenses en immobilisations sont analysées aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Dépenses en immobilisations, montant net » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	2 079 \$	2 809 \$	6 176 \$	8 087 \$
Dépenses en immobilisations	1 338	1 588	3 924	5 155
Flux de trésorerie disponibles <sup>2)</sup>	741 \$	1 221 \$	2 252 \$	2 932 \$

- 1) Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR définie sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.
- 2) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors PCGR et correspondent pour EnCana à l'excédent des flux de trésorerie sur les dépenses en immobilisations, compte non tenu des acquisitions nettes et des dessaisissements nets. La direction s'en sert pour déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement, les dividendes ou les autres activités de financement.

## Résultats des divisions

### Divisions d'exploitation d'EnCana après la prise d'effet de l'arrangement

Comme il est expliqué à la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion, la Société a annoncé son projet de se scinder en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie. Après la prise d'effet de l'arrangement, les divisions d'EnCana comprendront la division Contreforts canadiens et la division États-Unis.

## CONTREFORTS CANADIENS

### Résultats financiers

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	314 \$	77 \$	11 \$	402 \$	1 123 \$	189 \$	14 \$	1 326 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	447	-	-	447	(141)	(17)	-	(158)
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	2	-	-	2	12	2	-	14
Transport et vente	38	2	-	40	54	3	-	57
Exploitation	118	5	3	126	108	7	5	120
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	603 \$	70 \$	8 \$	681 \$	808 \$	160 \$	9 \$	977 \$

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	1 232 \$	208 \$	31 \$	1 471 \$	3 159 \$	542 \$	47 \$	3 748 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	1 200	-	-	1 200	(268)	(48)	-	(316)
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	11	2	-	13	26	4	-	30
Transport et vente	109	6	-	115	158	9	-	167
Exploitation	362	17	10	389	432	30	16	478
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 950 \$	183 \$	21 \$	2 154 \$	2 275 \$	451 \$	31 \$	2 757 \$

## Volumes de production

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008				2007
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)	1 275	1 299	1 201	1 343	1 281	1 302	1 351	1 289	1 256	1 313
Pétrole brut (b/j)	7 623	8 486	6 943	7 800	8 140	8 437	8 217	8 376	8 867	8 441
LGN (b/j)	9 404	11 588	8 966	9 824	9 427	11 265	11 730	11 779	11 256	10 966
Total (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	1 377	1 419	1 296	1 449	1 386	1 420	1 471	1 410	1 377	1 429

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

## Production de gaz

### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 221 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 659 M\$ découlant d'une baisse de 68 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 150 M\$ découlant d'une diminution de 11 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit a fléchi au troisième trimestre de 2009 par suite de retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits en raison de la faiblesse des prix, de reports de programmes et des volumes de fermeture, ainsi que de baisses de rendement normales des biens classiques et de l'incidence sur les volumes de dessaisissements de biens en 2008 et 2009, facteurs compensés en partie par la diminution des redevances.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 447 M\$, soit 4,15 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2009, contre des pertes de 141 M\$, soit 1,13 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel attribué à la division Contreforts canadiens en 2009, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX ainsi que des écarts de base.

Les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées à la division Contreforts canadiens se sont chiffrées à 2 M\$ en 2009, soit un recul de 10 M\$, ou 83 % comparativement à 2008, principalement du fait de la baisse du prix du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établis à 38 M\$ en 2009, en baisse de 16 M\$, ou 30 %, par rapport à 2008 en raison de la baisse des volumes acheminés aux États-Unis et de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établies à 118 M\$ en 2009, soit 10 M\$ ou 9 % de plus qu'en 2008, en raison principalement de l'augmentation des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana, en partie atténuée par la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, la réduction des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement attribuable à la diminution des activités et des coûts d'électricité moindres.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 459 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 1 831 M\$ découlant d'une baisse de 60 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 96 M\$ découlant d'une diminution de 2 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit a chuté au cours des neuf premiers mois de 2009 par suite de retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits en raison de la faiblesse des prix, de reports de programmes et des volumes de fermeture, ainsi que de baisses de rendement normales des biens classiques et de l'incidence sur les volumes de dessaisissements de biens en 2008 et 2009, facteurs compensés en partie par la diminution des redevances.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 1 200 M\$, soit 3,48 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2009, contre des pertes de 268 M\$, soit 0,75 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel attribué à la division Contreforts canadiens en 2009, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX ainsi que des écarts de base.

Les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées à la division Contreforts canadiens se sont chiffrées à 11 M\$ en 2009, soit un recul de 15 M\$, ou 58 % comparativement à 2008, principalement du fait de la baisse du prix du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établis à 109 M\$ en 2009, en baisse de 49 M\$, ou 31 %, par rapport à 2008 en raison de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et de la diminution des volumes acheminés aux États-Unis.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établies à 362 M\$ en 2009, soit 70 M\$ ou 16 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, d'une réduction des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement attribuable à la diminution des activités et des coûts d'électricité moindres.

## Pétrole brut et LGN

### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 95 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 74 M\$ découlant d'une diminution de 47 % du prix du pétrole brut et de 51 % du prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 38 M\$ découlant d'une diminution de 16 % des volumes de pétrole brut et de 24 % des volumes de LGN; ces diminutions sont attribuables aux baisses de rendement normales et à l'incidence sur les volumes des dessaisissements de biens.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des liquides de 17 M\$, soit 9,20 \$ le baril en 2008, aucun montant comparable n'ayant été enregistré en 2009.

Le prix du pétrole brut attribué à la division Contreforts canadiens a diminué de 47 % pour s'établir à 59,46 \$ le baril en 2009, contre 112,73 \$ le baril en 2008, par suite des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS et des fluctuations des écarts moyens. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut attribué à la division Contreforts canadiens se sont établies à 7 M\$ environ, soit 9,53 \$ le baril, en 2008, aucun montant comparable n'ayant été enregistré en 2009.

Le prix des LGN attribué à la division Contreforts canadiens a fléchi de 51 % pour s'établir à 47,08 \$ le baril en 2009, par rapport à 95,49 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 286 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 250 M\$ découlant d'une diminution de 54 % du prix du pétrole brut et de 56 % du prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 84 M\$ découlant d'une diminution de 10 % des volumes de pétrole brut et de 19 % des volumes de LGN; ces diminutions sont attribuables aux baisses de rendement normales et à l'incidence sur les volumes des dessaisissements de biens.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de moins de 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de 48 M\$, ou 8,70 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut attribué à la division Contreforts canadiens a diminué de 54 % pour s'établir à 49,52 \$ le baril en 2009, contre 106,53 \$ le baril en 2008, par suite des variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS et des fluctuations des écarts moyens. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut attribué à la division Contreforts canadiens se sont établies à moins de 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes d'environ 20 M\$, soit 8,61 \$ le baril, en 2008.

Le prix des LGN attribué à la division Contreforts canadiens a fléchi de 56 % pour s'établir à 40,92 \$ le baril en 2009, par rapport à 92,69 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont élevées à 17 M\$ en 2009, soit 13 M\$ ou 43 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et de la réduction des coûts d'électricité et des frais de reconditionnement. 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.

## Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de la division Contreforts canadiens, qui se sont chiffrées à 1 250 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, ont ciblé surtout les principales zones de ressources de méthane houiller « CBM » à Cutbank Ridge, Greater Sierra et Bighorn. La baisse de 586 M\$ par rapport à 2008 est attribuable principalement à la diminution des frais de forage et d'achèvement, ainsi qu'à la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, facteurs en partie atténués par la hausse des activités à Deep Panuke. La division Contreforts canadiens a foré 476 puits nets au cours des neuf premiers mois de 2009, contre 641 en 2008.

## ÉTATS-UNIS

### Résultats financiers

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	477 \$	53 \$	24 \$	554 \$	1 315 \$	124 \$	90 \$	1 529 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	607	-	-	607	(52)	-	-	(52)
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	12	5	-	17	86	11	-	97
Transport et vente	139	-	-	139	132	-	-	132
Exploitation	78	-	22	100	59	-	68	127
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	855 \$	48 \$	2 \$	905 \$	986 \$	113 \$	22 \$	1 121 \$

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	1 520 \$	132 \$	83 \$	1 735 \$	3 945 \$	353 \$	249 \$	4 547 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	1 726	-	-	1 726	(191)	-	-	(191)
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	66	12	-	78	280	31	-	311
Transport et vente	387	-	-	387	367	-	-	367
Exploitation	237	-	77	314	266	-	216	482
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	2 556 \$	120 \$	6 \$	2 682 \$	2 841 \$	322 \$	33 \$	3 196 \$



## Volumes de production

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008				2007
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	Production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)	1 616	1 618	1 524	1 581	1 746	1 677	1 674	1 629	1 552
LGN (b/j)	11 227	13 524	10 325	11 699	11 671	12 831	13 853	13 482	13 232	14 791
Total (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	1 683	1 699	1 586	1 651	1 816	1 754	1 757	1 710	1 631	1 553

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

## Production de gaz

### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 179 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 720 M\$ découlant d'une diminution de 60 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 118 M\$ découlant d'une diminution de 9 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit aux États-Unis a diminué au troisième trimestre de 2009 en raison principalement des arrêts et des réductions de production ainsi que des retards dans l'achèvement de puits faisant suite à la faiblesse des prix, partiellement contrebalancés par des programmes de forage et d'exploitation fructueux.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 607 M\$, soit 4,33 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2009, contre des pertes de 52 M\$, soit 0,34 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel aux États-Unis en 2009, exclusion faite de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence NYMEX, Rocheuses (Opal) et Texas (HSC) et des écarts de base.

Les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel aux États-Unis se sont établies à 12 M\$ en 2009, en baisse de 74 M\$ ou 86 % par rapport à 2008, en raison essentiellement de la baisse du prix du gaz naturel.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel aux États-Unis se sont établies à 78 M\$ en 2009, soit 19 M\$ ou 32 % de plus qu'en 2008, en raison de la hausse des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana, en partie atténuée par des fermetures de puits et la diminution de divers frais (main-d'œuvre, réparation et entretien, évacuation des eaux, roulage et reconditionnement) découlant de la baisse des activités.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 508 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 2 406 M\$ découlant d'une diminution de 61 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 19 M\$ découlant d'une légère diminution du volume de production du gaz naturel. Les programmes de forage et d'exploitation fructueux à Haynesville et à East Texas ont été contrebalancés par des arrêts et des réductions de production ainsi que des retards dans l'achèvement de puits faisant suite à la faiblesse des prix.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 1 726 M\$, soit 3,91 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2009, contre des pertes de 191 M\$, soit 0,43 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel aux États-Unis en 2009, exclusion faite de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence NYMEX, Rocheuses (Opal) et Texas (HSC) et des écarts de base.

Les charges au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers aux États-Unis se sont établies à 66 M\$ en 2009, en baisse de 214 M\$ ou 76 % par rapport à 2008, en raison essentiellement de la baisse du prix du gaz naturel et de crédits d'impôts pour les puits à coût élevé.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis se sont établis à 387 M\$ en 2009, en hausse de 20 M\$, soit 5 %, comparativement à 2008, en raison principalement d'une hausse des engagements de transport inutilisés.

Les charges d'exploitation du gaz naturel aux États-Unis se sont établies à 237 M\$ en 2009, soit 29 M\$ ou 11 % de moins qu'en 2008, en raison de fermetures de puits et de la diminution de divers frais (réparation et entretien, main-d'œuvre, évacuation des eaux, roulage et reconditionnement) découlant de la baisse des activités.

## Pétrole brut et LGN

Toute la production de liquides d'EnCana aux États-Unis a trait à des LGN.

### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 71 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 39 M\$ découlant d'une diminution de 43 % du prix des LGN;
- un montant de 32 M\$ découlant d'une réduction de 25 % des volumes de LGN.

Le prix des LGN aux États-Unis s'est replié de 43 % pour s'établir à 55,60 \$ le baril en 2009, contre 97,63 \$ le baril en 2008, en raison principalement de la variation du prix de référence WTI.

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.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont diminué de 221 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 160 M\$ découlant d'une diminution de 55 % du prix des LGN;
- un montant de 61 M\$ découlant d'une réduction de 17 % des volumes de LGN.

Le prix des LGN aux États-Unis s'est replié de 55 % pour s'établir à 43,05 \$ le baril en 2009, contre 95,35 \$ le baril en 2008, en raison principalement de la variation du prix de référence WTI.

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.

## Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations aux États-Unis, qui se sont établies à 1 271 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, ont ciblé surtout les principales zones de ressources East Texas et Jonah, ainsi que les nouvelles zones de schiste d'EnCana à Haynesville. La diminution de 529 M\$ par rapport à 2008 est principalement attribuable à la diminution de l'activité aux principales zones de ressources Piceance, East Texas, Jonah et Fort Worth, en partie contrebalancée par l'accroissement des dépenses consacrées au forage et à l'aménagement d'installations à Haynesville. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a diminué pour passer de 571 en 2008 à 319 au cours des neuf premiers mois de 2009.

## Divisions d'exploitation de Cenovus après la prise d'effet de l'arrangement

Comme il est expliqué à la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion, la Société a annoncé son projet de se scinder en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie. Après la prise d'effet de l'arrangement, les divisions de Cenovus comprendront la division Activités pétrolières intégrées et la division Plaines canadiennes.

## ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

### Activités de Foster Creek et Christina Lake

EnCana est associée à 50 % avec ConocoPhillips dans une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord, qui 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.

Pour l'instant, l'entité en amont a pour but d'accroître la capacité de production à Foster Creek et à Christina Lake pour la porter à environ 218 000 b/j (à pleine capacité) de bitume, une fois les phases d'expansion actuelles terminées (en 2013).

### Résultats financiers

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	Pétrole	
	2009	2008
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	345 \$	383 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	-	(21)
Charges		
Transport et vente	120	137
Exploitation	45	42
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	180 \$	183 \$

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	Pétrole	
	2009	2008
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	748 \$	977 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	37	(79)
Charges		
Transport et vente	286	380
Exploitation	123	133
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	376 \$	385 \$

### Volumes de production

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008				2007
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	Pétrole brut (b/j)	40 190	28 542	45 051	40 677	34 729	35 068	31 547	24 671	29 376
Total (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	241	171	270	244	208	201	189	148	176	163

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

### Pétrole brut

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances et compte tenu des opérations de couverture, ont chuté de 17 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 142 M\$ découlant d'une baisse du prix du pétrole brut, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 22 M\$ découlant de la baisse du prix moyen des condensats, en partie contrebalancée par la hausse du volume des condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd;

contrebalancées en partie par :

- un montant de 126 M\$ attribuable à l'augmentation de 50 % du volume de vente de pétrole brut en raison de la progression de 43 % du volume de production et des variations des stocks;
- des pertes réalisées sur les couvertures inférieures à 1 M\$ en 2009 principalement à l'égard des condensats servant aux mélanges, comparativement à des pertes de 21 M\$ en 2008.

Le prix du bitume attribué à Foster Creek et à Christina Lake a baissé de 37 % pour atteindre 57,12 \$ le baril en 2009 contre 91,21 \$ le baril en 2008 en raison des variations des prix de référence du pétrole brut WTI et WCS, notamment les fluctuations des écarts moyens. Exprimé en pourcentage du WTI, le WCS s'est établi à 85 % en 2009 et en 2008.

En 2009, les frais de transport et de vente imputés au pétrole brut se sont chiffrés à 120 M\$, soit un repli de 17 M\$, ou 12 %, par rapport à 2008, surtout en raison de la baisse du prix moyen des condensats, en partie contrebalancée par la hausse du volume des condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd, ainsi que la variabilité des destinations de vente et des pipelines servant au transport du produit.

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances et compte tenu des opérations de couverture, ont chuté de 113 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 393 M\$ découlant d'une baisse du prix du pétrole brut, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 104 M\$ découlant de la baisse du prix moyen des condensats, en partie contrebalancée par la hausse du volume des condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd;

contrebalancées en partie par :

- un montant de 268 M\$ découlant de l'augmentation de 44 % du volume de vente de pétrole brut en raison de la progression de 41 % du volume de production et des variations des stocks;
- en 2009, des gains réalisés sur les couvertures de 37 M\$ principalement à l'égard des condensats servant aux mélanges, comparativement à des pertes de 79 M\$ en 2008.

Le prix du bitume attribué à Foster Creek et à Christina Lake a baissé de 44 % pour atteindre 45,41 \$ le baril en 2009 contre 81,64 \$ le baril en 2008 en raison des variations des prix de référence du pétrole brut WTI et WCS, notamment les fluctuations des écarts moyens. Exprimé en pourcentage du WTI, le WCS s'est établi à 85 % en 2009, comparativement à 82 % en 2008.

En 2009, les frais de transport et de vente imputés au pétrole brut se sont chiffrés à 286 M\$, soit un repli de 94 M\$, ou 25 %, par rapport à 2008, surtout en raison de la baisse du prix des condensats, en partie contrebalancée par la hausse du volume des condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd, ainsi que la variabilité des destinations de vente et des pipelines servant au transport du produit.

En 2009, les charges d'exploitation imputées au pétrole brut se sont élevées à 123 M\$, soit un recul de 10 M\$ ou 8 %, par rapport à 2008, du fait principalement de la diminution des coûts de carburant et de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, facteurs en partie atténués par l'augmentation des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien.

## Activités en aval

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits	1 610 \$	2 699 \$	3 849 \$	7 514 \$
Charges				
Exploitation	99	116	329	375
Produits achetés	1 425	2 679	3 221	6 800
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	86 \$	(96) \$	299 \$	339 \$

La raffinerie Wood River, située à Roxana, dans l'Illinois, a une capacité d'environ 306 000 b/j de pétrole brut (à pleine capacité).

La raffinerie Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité actuelle d'environ 146 000 b/j de pétrole brut et d'environ 45 000 b/j de LGN (à pleine capacité). La capacité de raffinage de pétrole brut lourd de la raffinerie Borger est d'environ 35 000 b/j (à pleine capacité).

Les activités en aval ont comme objectif actuel de raffiner environ 275 000 b/j de pétrole brut lourd (à pleine capacité), soit environ 150 000 b/j d'équivalent bitume, principalement en carburant de transport, lors de l'achèvement du projet CORE de Wood River en 2011. Au 30 septembre 2009, les raffineries Wood River et Borger avaient une capacité de raffinage d'environ 145 000 b/j de pétrole brut lourd (à pleine capacité), soit environ 70 000 b/j d'équivalent bitume.

Globalement, les deux raffineries ont une capacité de raffinage de pétrole brut d'environ 452 000 b/j (à pleine capacité) et tournaient en moyenne à 94 % de cette capacité au troisième trimestre de 2009 comparativement à 91 % en 2008, et à 90 % au cours des neuf premiers mois de 2009 comparativement à 93 % en 2008. L'utilisation de pétrole brut aux raffineries a été inférieure en 2009, en raison principalement d'arrêts d'unités de raffinage et de travaux d'entretien imprévus. Les produits raffinés ont été en moyenne de 451 000 b/j (225 500 b/j pour EnCana) au troisième trimestre de 2009 comparativement à 438 000 b/j (219 000 b/j pour EnCana), en 2008 et de 433 000 b/j (216 500 b/j pour EnCana) au cours des neuf premiers mois de 2009 comparativement à 446 000 b/j (223 000 b/j net pour EnCana) en 2008.

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont progressé de 182 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, en raison des facteurs suivants :

- l'accroissement de 139 M\$ attribuable au fléchissement des coûts des produits achetés en 2009 par rapport à 2008, alors que des produits à prix plus élevé ont été retirés des stocks aux fins de traitement;
- la hausse de 26 M\$ attribuable surtout à l'amélioration des marges sur les produits raffinés à prix fixes, conjuguée à la croissance du taux d'utilisation des raffineries;
- la compression de 17 M\$ des charges d'exploitation en raison principalement du recul des coûts liés à l'énergie.

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont repliés de 40 M\$ pour les neuf premiers mois de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, en raison du facteur suivant :

- l'effritement de 72 M\$ attribuable à la contraction des marges de raffinage conjuguée à la baisse du taux d'utilisation des raffineries;

en partie contrebalancé par :

- la compression de 46 M\$ des charges d'exploitation en raison principalement du recul des coûts liés à l'énergie.

## Autres activités pétrolières intégrées

Outre les activités de Foster Creek et de Christina Lake détenues à 50 %, la division Activités pétrolières intégrées gère les activités de gaz naturel détenues à 100 % à Athabasca et les activités de pétrole brut à Senlac.

Le volume de production de gaz tiré d'Athabasca s'est établi à 51 Mpi<sup>3</sup>/j au troisième trimestre de 2009, comparativement à 61 Mpi<sup>3</sup>/j en 2008. La diminution du volume de production est due à l'utilisation interne accrue de gaz naturel afin de combler une partie des besoins en carburant de Foster Creek ainsi qu'aux baisses de rendement normales. Le volume de production s'est établi à 55 Mpi<sup>3</sup>/j au cours des neuf premiers mois de 2009, comparativement à 64 Mpi<sup>3</sup>/j en 2008, du fait surtout de l'utilisation interne accrue et des baisses de rendement normales.

Le volume de production de pétrole tiré de Senlac s'est établi à 4 401 b/j au troisième trimestre de 2009, comparativement à 2 273 b/j en 2008, et à 2 765 b/j au cours des neuf premiers mois de 2009, comparativement à 2 930 b/j en 2008. La hausse du volume de production à Senlac au troisième trimestre de 2009 s'explique par la mise en production de nouveaux puits.

Au début de novembre 2009, EnCana a vendu ses actifs liés au pétrole brut de Senlac dans le centre-ouest de la Saskatchewan moyennant une contrepartie d'environ 83 M\$.

## Dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Activités pétrolières intégrées – Canada	111 \$	142 \$	340 \$	494 \$
Raffinage en aval	266	133	695	310
Total – division Activités pétrolières intégrées	377 \$	275 \$	1 035 \$	804 \$

Les dépenses en immobilisations de la division Activités pétrolières intégrées se sont établies à 1 035 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 et ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources Foster Creek et Christina Lake ainsi qu'au projet CORE à la raffinerie Wood River. L'augmentation de 231 M\$ des dépenses en immobilisations au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période en 2008 est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- les dépenses liées au projet CORE à Wood River ont augmenté de 354 M\$ pour se chiffrer à 571 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, contre 217 M\$ pour la période correspondante de 2008. Le projet CORE devrait coûter à EnCana environ 1,8 G\$, l'achèvement et l'exploitation étant prévus pour 2011. Une fois l'agrandissement terminé, la capacité de raffinage du pétrole brut devrait augmenter de 50 000 b/j pour passer à 356 000 b/j (à pleine capacité), alors que la capacité de raffinage du pétrole brut lourd à Wood River devrait atteindre 240 000 b/j, soit une augmentation de plus du double (à pleine capacité). Au 30 septembre 2009, l'état d'avancement de la construction du projet CORE était d'environ 62 %.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse des frais d'aménagement en raison du quasi-achèvement des phases D et E à Foster Creek à la fin du quatrième trimestre de 2008. Ces agrandissements ont porté la capacité de l'usine à 120 000 b/j (à pleine capacité);
- la diminution des coûts de forage en raison principalement du forage d'un nombre moindre de puits d'essais stratigraphiques (40 en 2009 pour EnCana contre 137 en 2008) à Foster Creek, à Christina Lake, à Borealis et à Senlac en lien avec les phases de mise en valeur suivantes;
- la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain.

## PLAINES CANADIENNES

### Résultats financiers

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	204 \$	385 \$	3 \$	592 \$	663 \$	689 \$	4 \$	1 356 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	283	-	-	283	(87)	(56)	-	(143)
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	3	6	-	9	14	13	-	27
Transport et vente	10	38	-	48	18	88	-	106
Exploitation	56	55	-	111	44	51	1	96
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	418 \$	286 \$	3 \$	707 \$	500 \$	481 \$	3 \$	984 \$

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	755 \$	975 \$	9 \$	1 739 \$	1 966 \$	1 989 \$	8 \$	3 963 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	728	3	-	731	(171)	(163)	-	(334)
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	11	19	-	30	32	32	-	64
Transport et vente	31	132	-	163	55	275	-	330
Exploitation	158	161	3	322	191	191	3	385
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 283 \$	666 \$	6 \$	1 955 \$	1 517 \$	1 328 \$	5 \$	2 850 \$

### Volumes de production

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008				2007
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	Production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)	789	849	775	792	800	820	831	856	860
Pétrole brut (b/j)	64 015	66 549	62 360	62 691	67 043	64 990	64 789	65 097	69 781	70 287
LGN (b/j)	1 193	1 199	1 216	1 162	1 201	1 126	1 147	1 189	1 262	1 422
Total (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	1 180	1 255	1 156	1 175	1 209	1 217	1 227	1 253	1 286	1 306

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

### Production de gaz

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances et compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont baissé de 89 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 414 M\$ découlant d'une baisse de 67 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 45 M\$ découlant de l'effritement de 7 % du volume de production de gaz naturel. Le volume de gaz produit a chuté au troisième trimestre de 2009 en raison de baisses de rendement normales de la principale zone de ressources Shallow Gas et de biens classiques, en partie compensées par la diminution des redevances.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 283 M\$, soit 3,98 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2009, contre des pertes de 87 M\$, soit 1,14 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel attribué à la division Plaines canadiennes en 2009, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX et des écarts de base.

Les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel de la division Plaines canadiennes se sont chiffrées à 3 M\$ en 2009, soit un recul de 11 M\$, ou 79 %, par rapport à 2008, surtout du fait de l'effritement du prix du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente imputés au gaz naturel de la division Plaines canadiennes se sont chiffrés à 10 M\$ en 2009, soit un repli de 8 M\$, ou 44 %, par rapport à 2008, en raison du fléchissement du volume et des coûts de transport vers l'est du Canada et les États-Unis, ainsi que de la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Les charges d'exploitation du gaz naturel imputées à la division Plaines canadiennes se sont élevées à 56 M\$ en 2009, soit 12 M\$, ou 27 %, de plus qu'en 2008, en raison principalement de l'augmentation des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana ainsi que de la hausse des taxes foncières et des loyers, en partie atténuées par la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ainsi que par la baisse des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement.

#### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances et compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont baissé de 312 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 1 065 M\$ découlant de la baisse de 58 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 146 M\$ découlant de l'effritement de 7 % du volume de production de gaz naturel. Le volume de production de gaz a chuté au cours des neuf premiers mois de 2009 en raison de baisses de rendement normales de la principale zone de ressources Shallow Gas et de biens classiques, facteurs en partie compensés par la diminution des redevances.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 728 M\$, soit 3,38 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2009, contre des pertes de 171 M\$, soit 0,73 \$ par kpi<sup>3</sup>, en 2008.

La diminution du prix du gaz naturel attribué à la division Plaines canadiennes en 2009, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX et des écarts de base.

Les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel de la division Plaines canadiennes se sont chiffrées à 11 M\$ en 2009, soit un recul de 21 M\$, ou 66 %, par rapport à 2008, surtout du fait de l'effritement du prix du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel imputés à la division Plaines canadiennes se sont chiffrés à 31 M\$ en 2009, soit un repli de 24 M\$, ou 44 %, par rapport à 2008, en raison du fléchissement du volume et des coûts du transport vers l'est du Canada et les États-Unis, ainsi que de la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Les charges d'exploitation du gaz naturel imputées à la division Plaines canadiennes se sont élevées à 158 M\$ en 2009, soit 33 M\$, ou 17 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien et de la baisse des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des taxes foncières et des loyers.



## Pétrole brut et LGN

### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances et compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont baissé de 248 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 252 M\$ attribuable au repli de 41 % du prix du pétrole brut et à la chute de 54 % du prix des LGN, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 43 M\$ découlant du recul des prix moyens et des volumes de condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd;
- un montant de 9 M\$ découlant du glissement de 4 % des volumes de pétrole brut en partie contrebalancée par la hausse de 6 % des volumes de LGN. En 2009, la production tirée de la principale zone de ressources Pelican Lake s'est établie à 20 566 b/j, soit un repli de 7 %, tandis que la production issue de Suffield s'est chiffrée à 11 013 b/j, soit un recul de 12 % qui s'explique largement par les baisses de rendement normales. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la régression des redevances et l'accroissement de 10 % de la production tirée de Weyburn, qui s'est établie en moyenne à 14 947 b/j en 2009, principalement du fait de l'optimisation des puits.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- les gains réalisés sur les opérations de couverture des liquides, qui se sont établis à moins de 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de 56 M\$, ou 9,28 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut attribué à la division Plaines canadiennes a chuté de 41 %, pour atteindre 59,45 \$ le baril en 2009, par rapport à 101,33 \$ le baril en 2008, en raison des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS et des fluctuations des écarts moyens. Les gains totaux réalisés sur les couvertures du prix du pétrole brut pour la division Plaines canadiennes se sont chiffrés à moins de 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de quelque 55 M\$, ou 9,27 \$ le baril, en 2008.

Le prix des LGN attribué à la division Plaines canadiennes a reculé de 54 % pour s'établir à 44,88 \$ le baril en 2009, comparativement à 98,35 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les frais de transport et de vente imputés au pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont été de 38 M\$ en 2009, soit une diminution de 50 M\$, ou 57 %, par rapport à 2008, en raison surtout du repli des prix moyens et du volume de condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd, outre la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances et compte tenu des opérations de couverture réalisées, ont baissé de 848 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 806 M\$ attribuable au repli de 48 % du prix du pétrole brut et à la chute de 56 % du prix des LGN, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 133 M\$ découlant du recul des prix moyens et des volumes de condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd;
- un montant de 75 M\$ en raison du glissement de 4 % des volumes de pétrole brut et de 1 % des volumes de LGN. En 2009, la production tirée de la principale zone de ressources Pelican Lake s'est établie à 20 354 b/j, soit un repli de 10 %, en raison principalement des baisses de rendement normales et d'une rotation prévue des installations. La production à Suffield a atteint 12 314 b/j, soit un recul de 7 % par suite surtout des baisses de rendement normales. Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par la régression des redevances. En outre, la production tirée de Weyburn s'est chiffrée en moyenne à 15 423 b/j en 2009, soit une progression de 14 %, principalement du fait de la contraction des redevances et de l'optimisation des puits.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- les gains réalisés sur les opérations de couverture des liquides, qui se sont établis à 3 M\$, ou 0,15 \$ le baril en 2009, comparativement à des pertes de 163 M\$, ou 8,71 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut attribué à la division Plaines canadiennes a chuté de 48 %, pour s'établir à 48,44 \$ le baril en 2009, par rapport à 93,39 \$ le baril en 2008, en raison des variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS et des fluctuations des écarts moyens. Les gains totaux réalisés sur les couvertures du prix du pétrole brut pour la division Plaines canadiennes se sont établis à environ 3 M\$, ou 0,16 \$ le baril en 2009, comparativement à des pertes d'environ 160 M\$, ou 8,72 \$ le baril, en 2008.

Le prix des LGN attribué à la division Plaines canadiennes a reculé de 56 % pour s'établir à 39,44 \$ le baril en 2009, comparativement à 89,56 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées à la division Plaines canadiennes se sont établies à 19 M\$ en 2009, soit une diminution de 13 M\$, ou 41 %, par rapport à 2008, principalement du fait de l'effrètement du prix du pétrole brut.

Les frais de transport et de vente imputés au pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont atteint 132 M\$ en 2009, soit une diminution de 143 M\$, ou 52 %, par rapport à 2008, en raison surtout du repli des prix moyens et du volume de condensats servant aux mélanges avec le pétrole lourd, outre la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

En 2009, les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont chiffrées à 161 M\$, soit 30 M\$, ou 16 %, de moins qu'en 2008, en raison surtout de la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien, et de la diminution des frais de reconditionnement et des coûts des produits chimiques, en partie contrebalancés par la progression des frais de réparation et d'entretien. 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 de la production de gaz.

#### Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes, qui se sont établies à 332 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, ont ciblé surtout les principales zones de ressources Shallow Gas, Pelican Lake et Weyburn. La baisse de 261 M\$ par rapport à 2008 est surtout le fait du repli des frais de forage, d'achèvement et d'aménagement en raison de la baisse des forages et ajouts de puits, ainsi que de la contraction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La division Plaines canadiennes a foré 559 puits nets au cours des neuf premiers mois de 2009, comparativement à 1 034 puits nets en 2008, ce qui concorde avec la compression prévue des dépenses en 2009.

### Charge d'amortissement et d'épuisement

La charge totale d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 992 M\$ au troisième trimestre de 2009, en baisse de 103 M\$ ou 9 % par rapport à 2008, et à 2 955 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, en baisse de 272 M\$ ou 8 % par rapport à 2008.

#### Charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont

EnCana utilise une méthode de comptabilisation au coût entier pour les activités pétrolières et gazières et calcule la charge d'amortissement et d'épuisement pays par pays, par centre de coûts.

#### Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont s'est élevée à 910 M\$ au troisième trimestre de 2009, en baisse de 103 M\$ ou 10 % comparativement à la période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- la charge d'amortissement et d'épuisement au Canada a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, essentiellement par suite de la baisse des volumes de production et de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, facteurs compensés en partie par la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement découlant de la progression des coûts de mise en valeur futurs;
- la charge d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, en raison principalement de la baisse des volumes de production, de la diminution des taux découlant de la baisse des coûts de mise en valeur futurs et de l'accroissement des réserves prouvées.

### Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 et 2008

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont s'est élevée à 2 712 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, en baisse de 258 M\$ ou 9 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- la charge d'amortissement et d'épuisement au Canada a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, essentiellement par suite de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et de la baisse des volumes de production, facteurs compensés en partie par la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement découlant de la progression des coûts de mise en valeur futurs;
- la charge d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, en raison principalement de la diminution des taux découlant de la baisse des coûts de mise en valeur futurs et de l'accroissement des réserves prouvées.

### Charge d'amortissement et d'épuisement des activités en aval

EnCana calcule la dotation à l'amortissement et à l'épuisement selon la méthode linéaire sur une durée de vie utile de 25 ans environ.

La charge d'amortissement et d'épuisement des raffineries en aval s'est élevée à 49 M\$ au troisième trimestre de 2009, contre 50 M\$ en 2008, et à 146 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, contre 138 M\$ en 2008, en raison de l'amortissement sur un exercice complet de dépenses en immobilisations d'exercices antérieurs, ainsi que de l'accélération de l'amortissement à l'égard de certains actifs devant être mis hors service plus rapidement que prévu.

## Optimisation des marchés

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits	381 \$	840 \$	1 239 \$	2 112 \$
Charges				
Exploitation	11	8	26	27
Produits achetés	363	811	1 192	2 046
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	7	21	21	39
Amortissement et épuisement	6	4	15	12
Bénéfice sectoriel	1 \$	17 \$	6 \$	27 \$

Les produits et les charges liées aux produits achetés 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, au type de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle pour accroître la vente de la production d'EnCana.

Les produits et les charges liées aux produits achetés ont diminué au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse des prix, partiellement contrebalancée par l'accroissement des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation des marchés.

### Dépenses en immobilisations

Au cours des neuf premiers mois de 2009 et 2008, les dépenses en immobilisations liées aux activités d'optimisation des marchés ont été axées sur l'élaboration de l'infrastructure aux fins des activités d'optimisation et sur l'entretien des installations de production.

## Activités non sectorielles et autres activités

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits	(1 372) \$	3 057 \$	(2 352) \$	1 634 \$
Charges				
Exploitation	11	(3)	40	(11)
Amortissement et épuisement	27	28	82	107
Bénéfice sectoriel (perte)	(1 410) \$	3 032 \$	(2 474) \$	1 538 \$

Les produits représentent principalement des gains ou des pertes latents, établis à la valeur de marché, au titre de contrats de couverture des prix du gaz naturel et des LGN.

Les charges d'exploitation au cours des neuf premiers mois de 2009 sont liées principalement à des pertes évaluées à la valeur de marché sur des contrats de production d'électricité à long terme et à des positions d'offre de pétrole brut en aval.

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.

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits				
Gaz naturel	(1 391) \$	2 807 \$	(2 332) \$	1 486 \$
Pétrole brut	18	250	(22)	147
	(1 373)	3 057	(2 354)	1 633
Charges	11	7	37	(6)
	(1 384)	3 050	(2 391)	1 639
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(453)	1 007	(799)	568
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	(931) \$	2 043 \$	(1 592) \$	1 071 \$

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

### Charges consolidées

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Administration	145 \$	18 \$	350 \$	399 \$
Intérêts débiteurs, montant net	155	147	388	428
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	20	20	56	61
Perte (gain) de change, montant net	(114)	110	(116)	170
(Gain) perte au dessaisissement de participations	(1) \$	(124) \$	1 \$	(141) \$

Les frais d'administration ont augmenté de 127 M\$ au troisième trimestre de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la hausse des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana et d'une charge exceptionnelle liée au règlement d'un litige. De plus amples renseignements concernant le règlement de ce litige figurent sous la rubrique « Actions en justice » du présent rapport de gestion. Les frais d'administration ont baissé de 49 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à 2008 du fait de la contraction

du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. En outre, les frais de 2008 tenaient compte de l'accroissement des coûts se rapportant à la restructuration projetée de la Société.

Les intérêts débiteurs nets ont diminué de 40 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la diminution de l'encours moyen de la dette. Compte non tenu des billets de Cenovus, la dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, a diminué de 1 494 M\$ pour atteindre 8 163 M\$ au 30 septembre 2009, contre 9 657 M\$ au 30 septembre 2008. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette d'EnCana à ce jour en 2009 s'est chiffré à 5,3 %, contre 5,4 % pour 2008.

Le gain de change de 116 M\$ constaté au cours des neuf premiers mois de 2009 résulte principalement des effets des fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains émise au Canada qui ont été contrebalancés par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, d'autres gains et pertes de change découlant du règlement d'opérations en devises et la conversion d'actifs et de passifs monétaires d'EnCana.

### Impôts sur les bénéfiques

Le total des impôts sur les bénéfiques s'est élevé à 384 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, soit 1 976 M\$ de moins qu'à la même période en 2008, en raison de la diminution du bénéfice net avant impôts, en particulier aux États-Unis où le taux d'imposition prévu par la loi est plus élevé qu'au Canada.

La charge d'impôts exigibles s'est établie à 872 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, soit un montant comparable à celui constaté à la même période en 2008, ce qui traduit la hausse des gains de couverture réalisés atténuée par la baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation, compte non tenu des gains de couverture réalisés.

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

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

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

S'il est donné suite à l'arrangement proposé, celui-ci entraînera le paiement anticipé d'impôts futurs liés aux activités canadiennes qui seront comptabilisés au quatrième trimestre de 2009. L'incidence sur la charge d'impôts exigibles de 2009 devrait être une hausse d'environ 700 M\$. Il est prévu que cette hausse sera partiellement atténuée par un avantage fiscal aux États-Unis dont se prévaut EnCana, en 2010 et par la suite, du fait qu'elle redevient un producteur indépendant.

### Dépenses en immobilisations

Au cours des neuf premiers mois de 2009 et 2008, les dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles et autres activités ont été axées principalement sur les systèmes d'information d'entreprise, les améliorations locatives et le mobilier de bureau.

## Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	2 697 \$	3 058 \$	6 483 \$	6 812 \$
Activités d'investissement	(3 851)	(2 326)	(6 946)	(5 896)
Activités de financement	2 194	(881)	1 445	(837)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	6	(7)	11	(10)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 046 \$	(156) \$	993 \$	69 \$

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont diminué de 361 M\$ au troisième trimestre de 2009 comparativement à 2008 et de 329 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à 2008. Les flux de trésorerie se sont établis à 2 079 M\$ au troisième trimestre de 2009, contre 2 809 M\$ pour la même période en 2008 et à 6 176 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, contre 8 087 M\$ pour la même période en 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Les variations nettes des autres éléments d'actif et de passif et les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, découlant principalement des baisses des comptes débiteurs et des produits à recevoir et des hausses d'impôts à payer, contrebalancées par des diminutions des comptes créditeurs et des charges à payer, ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Compte non tenu de l'incidence des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques à court terme, la Société avait un fonds de roulement négatif de 323 M\$ au 30 septembre 2009, contre 463 M\$ au 30 septembre 2008. Comme cela se produit normalement dans l'industrie du pétrole et du gaz, un écart temporel entre les encaissements tirés des opérations de vente et les paiements des créances se traduit souvent par un fonds de roulement négatif. EnCana prévoit qu'elle continuera de remplir les conditions de paiement de ses fournisseurs.

### Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 1 050 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 comparativement à la même période en 2008.

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement au cours des neuf premiers mois de 2009 comprenait des liquidités soumises à restrictions de 3 619 M\$ qui ont été déposées dans un compte en mains tierces en attendant leur remise à Cenovus Energy Inc. dès que l'arrangement prendra effet et que toutes les conditions d'entiercement seront remplies. Se reporter à la rubrique « Activités de financement » du présent rapport de gestion pour plus d'information sur le solde des liquidités soumises à restrictions. En outre, les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 2 341 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 et le produit tiré de dessaisissements a augmenté de 437 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées dans les rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

### Activités de financement

Parallèlement à l'arrangement proposé, Cenovus Energy Inc., filiale à 100 % d'EnCana, a réalisé, le 18 septembre 2009, un placement privé de billets non garantis de premier rang d'un capital global de 3 500 M\$ émis en trois tranches, lesquels billets sont dispensés des exigences d'inscription de la Règle 144A et du Règlement S en application de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*.

Les titres de créance ont reçu les notes provisoires suivantes : « BBB+ » avec perspective stable de la part de Standard and Poor's Ratings Services (« S&P »), « A (bas) » de la part de DBRS Limited (« DBRS ») et « Baa2 » avec perspective stable de la part de Moody's Investor Services Inc. (« Moody's »). La note de S&P est conditionnelle à la réalisation de l'arrangement et DBRS compte confirmer sa note si l'arrangement est réalisé comme prévu.

Les billets constituent des obligations légales de Cenovus Energy Inc. et ont été inscrits au bilan consolidé d'EnCana à titre de passif à long terme distinct, déduction faite des coûts de financement. Le produit net tiré du placement privé a été déposé dans un compte en mains tierces détenu par l'agent d'entiercement, The Bank of New York Mellon, dans l'attente de la réalisation de l'arrangement, aux termes d'une convention d'entiercement et de sûreté au profit des porteurs de billets. Les placeurs pour compte ont déposé 3 468 M\$ dans le compte en mains tierces alors que Cenovus Energy Inc. y a déposé 151 M\$, de sorte que le total des fonds entiercés, qui est de 3 619 M\$, permette de régler le prix du rachat obligatoire spécial des billets si l'arrangement n'est pas réalisé.

Aux termes de la convention d'entiercement et de sûreté, EnCana, Cenovus Energy Inc. ni aucune de leurs filiales n'ont le droit d'avoir accès aux fonds entiercés, ni d'exercer une emprise sur eux, avant la réalisation de l'arrangement. Tous les fonds dans le compte en mains tierces seront remis sans délai à Cenovus Energy Inc. par l'agent d'entiercement après que celui-ci aura été avisé que l'arrangement a pris effet et que toutes les conditions d'entiercement sont remplies. Si l'arrangement n'est pas réalisé, les billets seront assujettis à un rachat obligatoire spécial, payable à même les fonds entiercés, à un prix de rachat correspondant à 101 % du capital global des billets majoré d'une pénalité calculée en fonction de l'intérêt couru prévu.

Pour plus d'information sur le calcul du prix du rachat obligatoire spécial et des autres conséquences de l'arrangement proposé, on se reportera à la circulaire d'information d'EnCana datée du 20 octobre 2009. Les fonds entiercés ont été inscrits au bilan consolidé d'EnCana à titre de liquidités soumises à restriction et ne sont pas disponibles aux fins d'utilisation courante.

Cenovus Energy Inc. a obtenu des engagements de la part d'un syndicat de banques qui, à la réalisation de l'arrangement, mettra à sa disposition une facilité de crédit de trois ans renouvelable de 2,0 G\$ CA et une facilité de crédit de 364 jours renouvelable de 500 M\$ CA.

Compte non tenu des billets de Cenovus, au cours des neuf premiers mois de 2009, EnCana a procédé au remboursement de titres d'emprunt à long terme d'un montant net de 1 145 M\$, contre l'émission d'un montant net de 310 M\$ à la même période en 2008. Compte non tenu des billets de Cenovus, la dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, s'établissait à 8 163 M\$ au 30 septembre 2009, contre 9 657 M\$ au 30 septembre 2008.

Le 4 mai 2009, EnCana a réalisé un placement de billets non garantis de premier rang d'un capital total de 500 M\$ aux États-Unis. Les billets sont assortis d'un taux d'intérêt nominal de 6,5 % et viennent à échéance le 15 mai 2019. Le produit net du placement a servi à rembourser une partie des emprunts bancaires et billets de trésorerie en cours d'EnCana.

Le montant net des flux de trésorerie liés aux activités de financement pour les neuf premiers mois de 2009 comprenait également 3 468 M\$ provenant du produit net tiré du placement privé de billets de Cenovus décrit ci-dessus.

EnCana dispose d'un prospectus préalable en dollars canadiens et d'un autre en dollars américains ainsi que de deux facilités de crédit bancaires engagées.

Le 21 mai 2009, EnCana a renouvelé un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt au Canada. Au 30 septembre 2009, un montant de 2,0 G\$ CA de ce prospectus préalable était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché.

EnCana dispose d'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. Au 30 septembre 2009, un montant de 3,5 G\$ de ce prospectus préalable demeurait inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus, qui a été renouvelé en 2008, expire en avril 2010.

Au 30 septembre 2009, compte non tenu des facilités de crédit de Cenovus, EnCana disposait en vertu de prospectus préalables d'un montant inutilisé pouvant atteindre 5,4 G\$.

Au 30 septembre 2009, compte non tenu des facilités de crédit de Cenovus, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées non utilisées de 4,3 G\$. EnCana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 4,5 G\$ CA qui reste engagée jusqu'au 28 octobre 2012. L'une des filiales américaines d'EnCana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 565 M\$, qui reste engagée jusqu'au 28 février 2013. Avec prise d'effet le 31 juillet 2009, cette facilité de crédit a été modifiée afin de retirer Lehman Brothers Bank, FSB, à titre de prêteur, ce qui a eu pour effet de diminuer le montant de la facilité de crédit, qui est passé de 600 M\$ à 565 M\$.

EnCana se conforme et prévoit continuer de se conformer à l'ensemble des engagements financiers visés par ses facilités de crédit.

EnCana jouit de notes de crédit de première qualité pour sa dette non garantie de premier rang. À la suite de l'annonce de la restructuration proposée de la Société le 10 septembre 2009, S&P a confirmé la note « A- » et a mis la Société sous observation avec incidences négatives. Moody's a confirmé la note « Baa2 » avec perspectives stables et DBRS a maintenu la note « A (bas) », ce qui signifie « sous surveillance avec implications incertaines ». DBRS a mis la Société « sous surveillance » à la suite de l'annonce de l'arrangement le 11 mai 2008.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter jusqu'à 75,0 millions d'actions ordinaires environ aux termes d'une OPRA (offre publique de rachat d'actions). Au cours des neuf premiers mois de 2009, EnCana n'a racheté aucune action ordinaire, alors qu'elle avait racheté 4,8 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 326 M\$ au cours de la même période en 2008.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Les versements de dividendes ont totalisé 901 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 et 899 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2008. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

## Ratios financiers

	<b>30 septembre 2009</b>	31 décembre 2008
Ratio dette/capitaux permanents <sup>1), 2)</sup>	<b>25 %</b>	28 %
Ratio dette/BAIIA ajusté <sup>2), 3)</sup> (fois)	<b>1,1</b>	0,7

1) Les capitaux permanents, mesure hors PCGR, s'entendent de la dette à long terme, y compris la partie à court terme, plus les capitaux propres.

2) La dette, compte non tenu des billets de Cenovus.

3) Pour les 12 derniers mois, le BAIIA ajusté, mesure hors PCGR, s'entend du bénéfice net des activités poursuivies avant gain ou perte au dessaisissement de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épusement.

Le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté sont utilisés par la direction pour gérer la dette globale de la Société et servent de mesures de sa santé financière générale. EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de moins de 2,0 fois.

## Données sur les actions en circulation

(en millions)	<b>30 septembre 2009</b>	31 décembre 2008
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	<b>750,4</b>	750,2
Actions ordinaires émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	<b>0,3</b>	3,0
Actions ordinaires émises de la fiducie DVAR	<b>0,5</b>	-
Actions ordinaires rachetées	-	(2,8)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	<b>751,2</b>	750,4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat dilué	<b>751,4</b>	751,8

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation aux 30 septembre 2009 et 2008.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés en vertu de divers régimes. Au 30 septembre 2009, environ 0,2 million d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (« DAPVA ») étaient en cours, dont toutes pouvaient être exercées.

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 ordinaires en échange du rachat de leurs options sur actions. L'exercice d'un DAPVA en contrepartie d'un versement en espèces n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par la Société et n'a donc aucun effet dilutif. Jusqu'à maintenant, la quasi-totalité des salariés détenant des options assorties de DAPVA qui souhaitaient réaliser la valeur de leurs options ont choisi un versement en espèces. Au 30 septembre 2009, environ 21,2 millions d'options assorties de DAPVA étaient en circulation, dont 12,5 millions pouvaient être exercées.



En 2007, 2008 et 2009, EnCana a également accordé des droits alternatifs à la plus-value des actions liés au rendement (« DAPVAR ») dont les conditions d'acquisition de droits et d'échéance sont les mêmes que pour les DAPVA. 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 DAPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 30 septembre 2009, environ 18,7 millions de DAPVAR étaient en cours, dont 3,8 millions pouvaient être exercés.

En 2008, EnCana a accordé à certains salariés des droits à la plus-value des actions (« DPVA ») et des DPVA liés au rendement (« 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 conditions d'acquisition de droits et d'échéance pour les DPVAR sont fonction de l'atteinte par EnCana d'objectifs de rendement établis compte tenu de mesures clés déterminées à l'avance. Les DPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 30 septembre 2009, environ 5,9 millions de DPVA et de DPVAR étaient en cours et 0,7 million pouvaient être exercés.

En avril 2009, les 0,5 million d'actions ordinaires restantes détenues en fiducie au titre des DVAR d'EnCana ont été vendues pour une contrepartie totale de 25 M\$. De ce montant, 19 M\$ ont été crédités au capital-actions et 6 M\$ ont été versés au surplus d'apport, soit l'excédent représenté par la contrepartie reçue sur le prix initial des actions ordinaires acquises par la fiducie. En date du 15 mai 2009, la convention de fiducie a pris fin.

## 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 8 189 M\$ au 30 septembre 2009, compte non tenu des billets de Cenovus, comprennent une tranche de 423 M\$ au titre d'engagements liés à des billets de trésorerie et à des prêts assortis du taux LIBOR. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen de facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis d'obligations de remboursement pour l'exercice à venir. Les facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme sont entièrement renouvelables pour les périodes indiquées à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion. De plus amples renseignements sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 11 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

La Société prévoit financer ses engagements pour 2009 au moyen des flux de trésorerie.

Au 30 septembre 2009, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixe à long terme prévoyant la livraison à court terme d'environ 33 Mpi<sup>3</sup>/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 88 Gpi<sup>3</sup> au prix moyen pondéré de 4,26 \$ le kpi<sup>3</sup>.

### Contrats de location

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

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

Le 25 septembre 2008, EnCana a acquis certains terrains et une propriété en Louisiane pour la somme d'environ 101 M\$, avant les ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Haynesville Leasehold LLC (« Brown Haynesville »), qui détenait la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis. Les liens de la Société avec Brown Haynesville constituaient un droit dans une EDDV du 25 septembre 2008 au 24 mars 2009. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Haynesville. Le 24 mars 2009, lorsque l'arrangement avec Brown Haynesville a été parachevé, les actifs ont été cédés à EnCana.

Le 23 juillet 2008, EnCana a acquis certains biens miniers et fonciers en Louisiane pour la somme d'environ 457 M\$, avant les ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Southwest Minerals LLC (« Brown Southwest »), qui détenait la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis. Le 12 novembre 2008, une partie non liée a exercé une option d'achat sur certains intérêts

dans le cadre de l'acquisition susmentionnée pour un montant de 157 M\$ environ, réduisant ainsi l'échange de même nature admissible à 300 M\$ environ. Les liens de la Société avec Brown Southwest constituaient un droit dans une EDDV du 23 juillet 2008 au 19 janvier 2009. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Southwest. Le 19 janvier 2009, lorsque l'arrangement avec Brown Southwest a été parachevé, les actifs ont été cédés à EnCana.

## Actions en justice

EnCana est partie à diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités et elle estime avoir constitué une provision suffisante 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. 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. Toutes ces poursuites, sauf une, ont été réglées avant 2009, sans qu'une responsabilité quelconque ne soit admise.

L'autre action en justice a été intentée par E. & J. Gallo Winery (« Gallo »). La Société et WD ont accepté de régler cette action sous réserve de la négociation et de l'exécution fructueuses d'un règlement hors cour. Ce règlement hors cours a été exécuté intégralement après le 30 septembre 2009, sans aveu de responsabilité relativement à l'action intentée.

## Conventions comptables et estimations

### Adoption de nouvelles normes comptables

Comme il est indiqué dans le rapport de gestion de la fin d'exercice, EnCana a adopté, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009, le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana. Des renseignements supplémentaires sur la mise en œuvre de la nouvelle norme figurent à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

### Prises de position récentes en comptabilité

#### Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

En février 2008, le Conseil des normes comptables de l'ICCA a confirmé que les normes IFRS remplaceront les PCGR du Canada en 2011 pour les entreprises à but lucratif ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada. EnCana devra donc communiquer ses résultats en conformité avec les normes IFRS à partir de 2011. La Société a élaboré un plan de transition aux IFRS d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2011, y compris l'établissement des données comparatives nécessaires. Le plan de transition aux IFRS d'EnCana traite également des obligations que doivent respecter les entités à la suite de la restructuration décrite à la rubrique « Arrangement proposé » du présent rapport de gestion.

Les principaux éléments du plan de transition d'EnCana sont notamment les suivants :

- déterminer les changements appropriés aux conventions comptables et les modifications requises à la présentation des états financiers;
- cerner et mettre en œuvre les changements aux processus et aux systèmes d'information connexes;
- assurer la conformité aux exigences à l'égard du contrôle interne;
- communiquer les effets accessoires aux groupes d'exploitation internes;
- renseigner et former les parties prenantes internes et externes.

EnCana a terminé l'analyse des choix de conventions comptables et la conception des modifications correspondantes aux processus et aux systèmes nécessaires pour les éléments touchés, notamment les exemptions possibles à la transition initiale. Les modifications aux systèmes informatiques qui devraient être mises en œuvre dès le début de 2010 sont à l'essai actuellement.

Les éléments les plus touchés demeurent les immobilisations corporelles, les tests de dépréciation, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la rémunération à base d'actions, les régimes d'avantages sociaux et les impôts sur les bénéfices. Ces éléments sont considérés comme étant susceptibles d'avoir l'incidence la plus grande sur les états financiers d'EnCana ou de présenter le plus grand risque quant à la complexité de la mise en œuvre.

EnCana s'attend à ce que le passage aux normes IFRS ait un effet particulièrement important sur la comptabilisation de certaines activités en amont. EnCana suit les lignes directrices de l'ICCA sur la comptabilisation au coût entier aux fins des PCGR du Canada. Dans le cadre de la transition aux IFRS, EnCana devra adopter de nouvelles conventions comptables pour les activités en amont, y compris pour les frais de préexploration, les frais d'exploration et d'évaluation et les coûts de mise en valeur. La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont sera calculée à un niveau de comptabilisation inférieur au niveau actuel (pays par pays, par centre de coûts). Les tests de dépréciation seront également effectués à un niveau inférieur au niveau actuel (pays par pays, par centre de coûts).

En juillet 2009, l'International Accounting Standards Board a rendu publiques des exemptions supplémentaires pour les entreprises qui adoptent les IFRS pour la première fois. Les modifications prévoient une exemption qui permet notamment aux entreprises qui utilisent la méthode de comptabilisation au coût entier de répartir la valeur comptable nette des immobilisations corporelles en amont (capitalisation du coût entier) sur les réserves au niveau des unités de comptabilisation lors de la transition aux IFRS. Cette exemption libérerait EnCana de l'application rétrospective des IFRS pour les immobilisations corporelles en amont. À l'heure actuelle, EnCana compte adopter cette exemption.

EnCana mettra à jour son plan de transition aux normes IFRS pour tenir compte des normes comptables nouvelles et modifiées publiées par l'IASB. L'incidence des normes IFRS sur les états financiers consolidés de la Société ne peut être déterminée de façon raisonnable pour l'instant.

### **Regroupements d'entreprises**

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel* de l'ICCA qui remplace la norme précédente sur les regroupements d'entreprises. Ce chapitre exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge à la suite d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. De plus, les coûts liés à l'acquisition et les coûts de restructuration doivent être comptabilisés séparément du regroupement d'entreprises et être inclus dans l'état des résultats. L'adoption de cette norme aura des incidences sur le traitement comptable des regroupements d'entreprises futurs.

### **États financiers consolidés**

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1601, « États financiers consolidés », du *Manuel* de l'ICCA qui, avec le chapitre 1602 mentionné ci-dessous, remplace l'ancienne norme sur les états financiers consolidés. Le chapitre 1601 établit les exigences concernant la préparation des états financiers consolidés. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

### **Participations sans contrôle**

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1602, « Participations sans contrôle », du *Manuel* de l'ICCA. Ce chapitre définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. Il exige qu'une participation sans contrôle dans une filiale soit classée comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation sans contrôle. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

## **Gestion des risques**

---

Les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'EnCana et, dans certains cas, sa réputation, sont influencés par des risques faisant partie des catégories suivantes :

- les risques financiers, y compris les risques de marché (par exemple les risques liés aux prix des marchandises, au change et aux taux d'intérêt), les risques de crédit et de liquidité;
- les risques liés à l'exploitation, y compris les risques liés aux investissements, à l'exploitation et au remplacement des réserves;
- les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation.

EnCana adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles d'avoir des incidences sur ses activités. L'atténuation de ces risques englobe l'utilisation d'instruments financiers et de contrats physiques, des politiques en matière de crédit et d'exploitation, le maintien d'assurances adéquates, des politiques en matière d'environnement et de sécurité ainsi que des politiques et des procédures susceptibles d'avoir un effet sur sa réputation. De plus amples renseignements sur les risques spécifiques et leur atténuation figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 et dans la note 17 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

### 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, tandis que d'autres administrations ont déjà fourni des indications concernant ces règlements. D'autres administrations devraient aussi annoncer des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Comme ces programmes fédéraux 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 aux lois relatives aux émissions de GES, subir des hausses de ses charges d'exploitation et de ses dépenses en immobilisations. Cependant, EnCana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon que, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base prescrit. Afin de se conformer à cette exigence, les entreprises peuvent apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. En Alberta, EnCana a quatre établissements assujettis à la réglementation relative aux émissions. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Alberta n'est pas notable pour EnCana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

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

Aux États-Unis, la loi intitulée *American Clean Energy and Security Act (ACESA)*, qui a été adoptée par la Chambre des représentants le 26 juin 2009, prévoit l'établissement d'un régime de plafonnement et d'échange de GES ainsi que des encouragements au développement d'énergies renouvelables. La loi vise également une réduction des émissions de GES de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020 et une réduction de 83 % d'ici 2050. EnCana suit de très près l'évolution de ce projet de loi très complexe maintenant à l'étude au Sénat des États-Unis, à la fois quant aux conséquences qu'il pourrait avoir sur la production et la consommation d'énergie et au potentiel d'expansion des marchés visant l'utilisation du gaz naturel comme source d'énergie combustible propre.

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

- sa pondération considérable en actifs de gaz naturel;
- sa réputation de chef de file sectoriel du piégeage du CO<sub>2</sub>;
- l'accent qu'elle met sur l'efficacité énergétique et sur le développement de technologies pour réduire les émissions de GES;
- sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour le secteur d'activité;
- son rapport vapeur/pétrole de premier plan dans l'industrie, qui se traduit directement par une réduction des émissions.

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

1. Gérer les coûts existants

Lorsque les règlements entrèrent 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 de façon énergique 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 le ratio vapeur/pétrole de la Société lui permettront de se 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 EnCana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société a lancé une initiative afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses 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 dioxyde de 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 et à la gestion des nouveaux règlements sur les GES. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploiera pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios influencent les processus de planification à long terme d'EnCana et ses analyses des conséquences des tendances suivies par la réglementation.

EnCana intègre les coûts potentiels du carbone à la planification future. La direction et le conseil analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur la stratégie de la Société compte tenu de coûts s'échelonnant entre 15 \$ et 65 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Un avantage important de l'application d'un éventail de prix du carbone au niveau stratégique est que cette méthode donne des indications directes sur le processus de répartition des investissements. EnCana examine également l'incidence de la réglementation relative au carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, EnCana projette de continuer à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

EnCana est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. La Société est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification et de l'analyse de scénarios. EnCana estime que la stratégie de zones de ressources représente un moyen efficace de mettre en valeur les ressources, de générer des rendements pour les actionnaires et de coordonner l'ensemble des objectifs environnementaux à l'égard du carbone, des émissions atmosphériques, de l'eau et du sol. 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 renseignements sur les émissions de GES d'EnCana sont présentés dans le rapport sur la responsabilité de la Société qui peut être consulté sur son site Web, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).

### Régime de redevances de l'Alberta

Le nouveau régime de redevances et le régime de redevances de transition de l'Alberta sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Le régime de redevances établit de nouvelles redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume qui sont liées aux prix des marchandises, au volume de production des puits ainsi qu'à la profondeur pour les puits de gaz et à la qualité du pétrole pour les puits de pétrole. Les nouvelles redevances s'appliquent aux activités pétrolières et gazières classiques, qu'elles soient nouvelles ou existantes, ainsi qu'aux projets de récupération assistée des hydrocarbures en Alberta. Le régime de redevances de transition permet de choisir une seule fois entre les taux de transition et les taux du régime de redevances pour les nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique forés entre 1 000 mètres et 3 500 mètres de profondeur. Le régime de redevances de transition s'appliquerait jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2014, date à laquelle tous les puits passeraient au nouveau régime de redevances.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la mise en place d'un programme d'encouragements à l'efficacité énergétique qui vise à protéger les emplois dans les forages et l'entretien. Deux volets de ce programme concernent EnCana : le crédit pour redevances de forage et l'encouragement au forage de nouveaux puits. Le premier est un crédit lié à la profondeur visant le forage de nouveaux puits de pétrole classique et de gaz entre le 1<sup>er</sup> avril 2009 et le 31 mars 2011. Le programme d'encouragement au forage de nouveaux puits prévoit un taux de redevance de 5 % pour les nouveaux puits de gaz et de pétrole classique qui entrent en production entre le 1<sup>er</sup> avril 2009 et le 31 mars 2011 pendant une période de 12 mois ou qui produisent 0,5 milliard de pieds cubes équivalents (« Gpi<sup>3</sup>e ») pour les puits de gaz ou 50 000 barils équivalents pétrole (« bep ») pour les puits de pétrole, selon la première éventualité.

Les incidences découlant du nouveau régime de redevances, du régime de redevances de transition et du programme d'encouragements à l'efficacité énergétique modifient les caractéristiques économiques des activités d'exploitation en Alberta et sont, par conséquent, reflétées dans les programmes d'investissement d'EnCana.

## Perspectives

---

Comme il est indiqué à la rubrique « Arrangement proposé » du présent rapport de gestion, la Société a annoncé son intention de procéder à sa scission en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie. EnCana prévoit réaliser la restructuration le 30 novembre 2009 à la suite de l'assemblée des actionnaires convoquée le 25 novembre 2009 durant laquelle se déroulera le vote à l'égard du plan d'arrangement proposé.

Après la prise d'effet de l'arrangement, EnCana prévoit de se concentrer sur l'accroissement de la production de gaz naturel au moyen de son portefeuille diversifié de zones de ressources non classiques existantes et nouvelles en Amérique du Nord. Cenovus, après la prise d'effet de l'arrangement, entend focaliser sur la mise en valeur de ses ressources pétrolières sur place de première qualité et l'expansion de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

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. EnCana estime que le gaz naturel représente une source d'approvisionnement en énergie à long terme abondante et sûre pouvant répondre aux besoins en Amérique du Nord.

La volatilité qui a marqué le prix du pétrole brut devrait se poursuivre en 2009 étant donné les incertitudes qui planent sur le marché relativement à l'approvisionnement et au raffinage, l'évolution de la demande en raison de la conjoncture économique mondiale, les mesures prises par l'OPEP et la crise mondiale du crédit et de la liquidité. Le prix du pétrole brut canadien sera soumis à l'incertitude découlant des risques d'interruption des activités de raffinage sur le marché déjà tendu du Midwest américain et l'augmentation de la production intérieure pourrait se traduire par l'encombrement du réseau pipelinier à l'extérieur de l'Ouest canadien.

La Société compte financer son programme d'immobilisations de 2009 au moyen de ses flux de trésorerie.

Les résultats d'EnCana, ainsi que ceux d'EnCana et de Cenovus après la prise d'effet de l'arrangement, 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 pour 2009, consulter la section Corporate Guidance du site Web d'EnCana à [www.encana.com](http://www.encana.com). Le 12 novembre 2009, EnCana a mis à jour cette section pour tenir compte de l'incidence des conditions prévues pour 2009 sur ses activités. Le communiqué de presse d'EnCana daté du 12 novembre 2009 ainsi que les états financiers sont disponibles sur le site de SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## Mise en garde

---

### Énoncés prospectifs

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'EnCana et de ses filiales, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), selon le sens donné à l'expression « safe harbour » (règles refuge) dans les dispositions 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 : l'arrangement proposé, son échéance et les attributs futurs prévus, à la suite de l'arrangement, de la Société (« GasCo ») et de Cenovus Energy Inc.; les niveaux projetés de production de gaz naturel et de pétrole pour 2009; les projections quant à la suffisance des charges d'impôts de la Société; l'incidence prévue du régime de redevances et du régime de redevances de transition de l'Alberta; les projections touchant la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et des ressources pétrolifères *in situ*, y compris les projets Foster Creek et Christina Lake, le projet CORE et les projets d'expansion de la capacité de traitement du pétrole lourd en aval de la Société, ainsi que les coûts en capital et les échéanciers prévus s'y rapportant; les projections relatives à la volatilité des prix du gaz naturel et du pétrole brut en 2009 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les dépenses en

immobilisations prévues de la Société pour 2009; la souplesse des budgets d'immobilisations prévus pour 2009 et des 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 modifications et des modifications proposées aux lois et règlements notamment sur les gaz à effet de serre, le carbone et les initiatives en matière de changements climatiques, sur les activités et les charges d'exploitation de la Société; 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 billets de trésorerie continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; la conformité continue de la Société aux garanties financières de ses facilités de crédit; la capacité de la Société de rembourser ses créanciers, de payer ses fournisseurs, de respecter ses engagements, de financer son programme d'immobilisations en 2009 et de verser des dividendes aux actionnaires; l'incidence des conditions de marché actuelles, y compris de la récession et des turbulences des marchés des capitaux, sur les activités et les résultats prévus de la Société; l'effet des politiques, systèmes, processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de la Société; les attentes de la Société à l'égard des ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté futurs; l'incidence et le calendrier des différentes prises de position comptables; l'incidence des modifications des règles et des normes applicables, y compris les normes IFRS, sur la Société et ses états financiers consolidés et les projections selon lesquelles le gaz naturel représente une source d'approvisionnement en énergie à long terme abondante et sûre pouvant répondre aux besoins en Amérique du Nord. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence sur le 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, de bitume, 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 du 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; les risques liés à la technologie et à l'application de cette technologie dans le cadre des activités de la Société; la capacité de la Société de dégager des flux de trésorerie provenant de l'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 des lois et de la réglementation concernant le régime de redevances, les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, la comptabilisation du carbone et d'autres lois et règlements 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; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. 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.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie, aux flux de trésorerie liés à l'exploitation et aux flux de trésorerie avant impôts prévus pour 2009 sont fondés sur une production moyenne de pétrole et de gaz pour 2009 d'environ 4,465 Gpi<sup>3</sup>e/j (données pro forma : Gasco, environ 2,975 Gpi<sup>3</sup>e/j et Cenovus environ 1,484 Gpi<sup>3</sup>e/j) des estimations des prix des marchandises réels et du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain en date du 30 septembre 2009 et des estimations des valeurs à terme applicables pour les prix des marchandises et le taux de change pour la période allant du 1<sup>er</sup> octobre au 31 décembre 2009, et un nombre moyen d'actions en circulation d'EnCana de 750 millions environ. Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement les attentes et les projections

d'EnCana en accord avec les résultats passés et sa perception des tendances historiques, ainsi que des attentes à l'égard du rythme de progression et d'innovation, généralement en conformité avec les résultats passés et selon eux, tous ces éléments étant soumis aux facteurs de risque mentionnés ailleurs dans le présent document.

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. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'EnCana daté du 12 novembre 2009 qui peut être consulté sur le site Web d'EnCana à [www.encana.com](http://www.encana.com) et sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## Information sur le pétrole et le gaz

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 l'autorise 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 sur la communication de l'information. 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 rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut et de LGN ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi<sup>3</sup>e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi<sup>3</sup>e »), à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> ») par baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalents pétrole (« bep »), en milliers de bep (« kbep ») ou en millions de bep (« Mbep ») sur la même base. Les unités Mpi<sup>3</sup>e, kpi<sup>3</sup>e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

### Zone de ressources

EnCana utilise 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 moyenne du rendement plus faible.

## Devises, mesures hors PCGR et renvois à EnCana

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

### Mesures hors PCGR

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



### **Renvois à EnCana**

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « EnCana », la « Société », « nous », « nos » et « notre » 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 (les « filiales ») d'EnCana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

### **Renseignements supplémentaires**

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur EnCana Corporation dans les documents publics de la Société à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de la Société à [www.encana.com](http://www.encana.com).