

Cenovus Energy

Rapport de gestion

Période terminée le 30 septembre 2009

(en dollars US)

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion a été préparé relativement aux actifs que détiendra Cenovus Energy Inc. à la réalisation de la réorganisation projetée de l'entreprise (l'« arrangement ») et il doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés détachés intermédiaires non vérifiés de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus ») pour la période terminée le 30 septembre 2009 ainsi qu'avec les états financiers consolidés détachés annuels vérifiés et le rapport de gestion de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, ainsi qu'avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés et le rapport de gestion pour la période terminée le 30 septembre 2009 et les états financiers consolidés annuels vérifiés et le rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana ») pour 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 détachés intermédiaires de Cenovus, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars 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 les renvois à Cenovus à la rubrique « Mise en garde », qui figure à la fin du présent rapport. À moins d'indication contraire, tous les chiffres de 2009 visent la période terminée le 30 septembre 2009 et sont présentés en regard des données de la période correspondante de l'exercice précédent.

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. L'arrangement proposé 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.

Mode de présentation

Les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus, qui sont décrits ci-après, présentent la situation financière, les résultats d'exploitation, la variation de l'investissement net et les flux de trésorerie consolidés détachés historiques de Cenovus. Les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus ayant été dressés sur une base détachée, les résultats présentés ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation, de la situation financière ou des flux de trésorerie qui auraient existé si Cenovus avait été une entité distincte, ni des résultats futurs de Cenovus Energy Inc. telle qu'elle existera à la suite de l'arrangement. Le mode de présentation est décrit plus amplement à la section « Conventions comptables et estimations » du présent rapport de gestion.

Activités de Cenovus

Les résultats de Cenovus tiennent compte des activités, des actifs et passifs ainsi que des flux de trésorerie historiques des divisions Activités pétrolières intégrées et Plaines canadiennes, ainsi que d'une partie des fonctions Activités d'optimisation des marchés et Activités non sectorielles d'EnCana.

Les secteurs d'exploitation isolables de Cenovus s'établissent comme suit :

- Le secteur **Canada** englobe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel (« LGN ») ainsi que les activités connexes comprises dans le centre de coûts canadien.
- Le secteur **Raffinage en aval** se concentre sur le raffinage du 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 de Cenovus. Ses résultats sont inclus dans le secteur Canada. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers qui accordent 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** 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 Cenovus à des clients indépendants. Les opérations réalisées entre les secteurs d'exploitation sont fondées sur les valeurs de marché et éliminées à la consolidation. L'information financière est présentée après ces éliminations.

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

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

- 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.

Comparaison des résultats de 2009 et de 2008

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

- a enregistré une baisse de 25 % des flux de trésorerie qui se sont établis à 841 M\$, principalement du fait du fléchissement des prix des marchandises, en partie compensé par des gains de couverture réalisés de 218 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 124 M\$ après impôts en 2008, et la diminution des charges d'exploitation;
- a enregistré une régression de 37 % du bénéfice d'exploitation qui s'est chiffré à 382 M\$;
- a constaté une baisse de 95 % du bénéfice net, qui a atteint 63 M\$, en raison principalement de la baisse des prix des marchandises et de l'incidence nette en 2008 d'un gain de couverture latent de 610 M\$ après impôts en partie atténué par une perte de couverture réalisée de 124 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 constaté des flux de trésorerie disponibles de 358 M\$, contre 653 M\$ en 2008;
- a constaté une augmentation de 182 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval surtout en raison du fléchissement des coûts des produits achetés, de la hausse du taux d'utilisation de la capacité et de la baisse des charges d'exploitation;
- 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 accroissement de 20 % de la production provenant des principales zones de ressources pétrolières et une baisse de 6 % de la production provenant des principales zones de ressources de gaz naturel;
- a constaté une hausse de 13 % de la production des liquides, qui s'est établie à 113 028 barils par jour (« b/j »);
- a enregistré un recul de 7 % de la production de gaz naturel, qui s'est chiffrée à 826 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j »);
- a enregistré une baisse de 41 % du prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, qui est passé à 58,25 \$ le baril ainsi qu'une diminution de 67 % du prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui est passé à 2,86 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ »).

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

- a enregistré une baisse de 31 % des flux de trésorerie qui se sont établis à 2 247 M\$, principalement du fait du fléchissement des prix des marchandises, en partie compensé par des gains de couverture réalisés de 590 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 309 M\$ après impôts en 2008, et la diminution des charges d'exploitation;
- a enregistré une régression de 34 % du bénéfice d'exploitation qui s'est chiffré à 1 160 M\$;
- a constaté une baisse de 69 % du bénéfice net, qui a atteint 624 M\$, en raison principalement de la baisse des prix des marchandises;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 872 M\$, contre 1 830 M\$ en 2008;
- a constaté une diminution de 40 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval en raison du fléchissement des marges de raffinage conjugué à la baisse du taux d'utilisation de la capacité;
- 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 accroissement de 18 % de la production provenant des principales zones de ressources pétrolières et une baisse de 6 % de la production provenant des principales zones de ressources de gaz naturel;

- a constaté une hausse de 9 % de la production des liquides, qui s'est établie à 108 163 b/j;
- a enregistré un recul de 8 % de la production de gaz naturel, qui s'est chiffrée à 844 Mpi³/j;
- a enregistré une baisse de 47 % du prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, qui est passé à 47,24 \$ le baril, ainsi qu'une diminution de 59 % du prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, qui est passé à 3,49 \$ le kpi³.

Contexte commercial

Les résultats financiers de Cenovus 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 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, dont une partie a été attribuée à Cenovus. De plus amples renseignements sur ce programme figurent dans le rapport de gestion de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et à la note 16 afférente aux états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus. 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 de Cenovus.

Prix et taux de change de référence trimestriels

(moyenne pour la période)	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008			2007	
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Prix de référence du gaz naturel										
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	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
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
Prix de référence du pétrole brut										
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
Marge de raffinage de référence										
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) ¹⁾	9,72	12,86	8,48	10,95	9,75	6,31	17,29	13,60	7,69	9,17
Taux de change										
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 détachés

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		2009			2008			2007	
	2009	2008	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Total des données consolidées										
Flux de trésorerie ¹⁾	2 247 \$	3 262 \$	841 \$	811 \$	595 \$	(174) \$	1 123 \$	1 228 \$	911 \$	777 \$
Bénéfice net	624	1 988	63	149	412	380	1 299	522	167	412
Bénéfice d'exploitation ²⁾	1 160	1 752	382	447	331	(123)	611	710	431	364
Produits, déduction faite des redevances	7 305	13 352	2 714	2 429	2 162	3 207	5 533	4 381	3 438	3 831

- 1) Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR et sont traités à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.
2) Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR et est traité à 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. Cenovus 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	1 318 \$	884 \$	2 665 \$	2 657 \$
(Ajouter) Déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(3)	(9)	(10)	(90)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	480	(230)	428	(515)
Flux de trésorerie	841 \$	1 123 \$	2 247 \$	3 262 \$

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

En 2009, les flux de trésorerie de Cenovus ont fléchi de 282 M\$, ou 25 %, par rapport à 2008, en raison des facteurs suivants :

- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 67 % pour s'établir à 2,86 \$ le kpi³ en 2009, comparativement à 8,66 \$ le kpi³ en 2008;
- le prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, s'est effrité de 41 % pour s'établir à 58,25 \$ le baril en 2009, comparativement à 98,26 \$ le baril en 2008;
- le volume de production de gaz naturel s'est contracté de 7 % en 2009 pour s'établir à 826 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j »), contre 892 Mpi³/j en 2008.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les éléments suivants :

- les gains réalisés sur les couvertures des prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises se sont établis à 218 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 124 M\$ après impôts en 2008;

- les volumes de production des liquides en 2009 ont augmenté de 13 %, pour s'établir à 113 028 barils par jour (« b/j ») comparativement à 99 756 b/j en 2008;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval ont progressé de 182 M\$, pour s'établir à 86 M\$ en 2009;
- par rapport à 2008, les frais de transport et de vente, ainsi que les charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers ont fléchi en 2009, facteur contrebalancé en partie par la hausse des frais d'administration.

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

En 2009, les flux de trésorerie de Cenovus ont fléchi de 1 015 M\$, ou 31 %, par rapport à 2008, en raison des facteurs suivants :

- le prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, s'est effrité de 47 % pour s'établir à 47,24 \$ le baril en 2009, comparativement à 89,84 \$ le baril en 2008;
- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 59 % pour s'établir à 3,49 \$ le kpi³ en 2009, comparativement à 8,45 \$ le kpi³ en 2008;
- le volume de production de gaz naturel s'est contracté de 8 % en 2009 pour s'établir à 844 Mpi³/j, contre 914 Mpi³/j en 2008;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval se sont repliés de 40 M\$, pour s'établir à 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 se sont établis à 590 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 309 M\$ après impôts en 2008;
- par rapport à 2008, les frais de transport et de vente et les charges d'exploitation ont baissé en 2009, à l'instar des charges au titre de la taxe à la production et des impôts miniers, ainsi que des frais d'administration et des intérêts débiteurs;
- les volumes de production des liquides en 2009 ont augmenté de 9 %, pour s'établir à 108 163 b/j comparativement à 99 220 b/j en 2008.

Bénéfice net

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2009 et 2008

Le bénéfice net s'est établi à 63 M\$ en 2009, soit un recul de 1 236 M\$ par rapport à 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 28 M\$ après impôts imputé au bénéfice net en 2009, comparativement à une progression de 486 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 pertes de change hors exploitation de 73 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des gains de 78 M\$ après impôts en 2008;
- les charges de rémunération à long terme se sont établies à 18 M\$ en 2009 comparativement à une reprise de 89 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.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les éléments suivants :

- la hausse des volumes de production des liquides, l'accroissement des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval et la baisse des charges d'exploitation, comme il est expliqué à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

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

Le bénéfice net s'est établi à 624 M\$ en 2009, soit un recul de 1 364 M\$ par rapport à 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;
- des pertes de change hors exploitation de 161 M\$ après impôts en 2009 comparativement à des pertes de 11 M\$ après impôts en 2008.

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 215 M\$ après impôts imputée au bénéfice net en 2009, comparativement à un recul de 62 M\$ après impôts inscrit 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;
- la diminution des charges d'exploitation et la hausse des volumes de production des liquides évoquées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- la contraction de 41 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement en 2009 par rapport à 2008, attribuable surtout au fléchissement du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et la baisse des volumes de production, facteurs en partie atténués par l'augmentation du taux d'amortissement et d'épuisement.

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 ¹⁾	(246) \$	610 \$	(375) \$	247 \$
Gains de couverture réalisés (pertes), après impôts ¹⁾	218	(124)	590	(309)
Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net	(28) \$	486 \$	215 \$	(62) \$

- 1) Inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles » 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 Cenovus entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations davantage comparables d'une période à l'autre.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net, montant déjà établi	63 \$	1 299 \$	624 \$	1 988 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :				
Gain (perte) de couverture latent, établi à la valeur de marché (après impôts) ¹⁾	(246)	610	(375)	247
Gain (perte) de change hors exploitation (après impôts) ²⁾	(73)	78	(161)	(11)
Bénéfice d'exploitation ³⁾	382 \$	611 \$	1 160 \$	1 752 \$

- 1) Dans les résultats du troisième trimestre de 2009, les gains (pertes) comptables latents établis à la valeur de marché, après impôts, traduisent principalement la reprise de gains (pertes) constatés au cours de périodes antérieures. Les gains (pertes) réalisés, après impôts, correspondent à la comptabilisation du règlement final des positions de couverture.
- 2) Gains (pertes) de change latent à la conversion de la dette libellée en dollars US émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des gains (pertes) de change réalisés après impôts au règlement d'opérations intersociétés et de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de change liée à la dette intersociétés en dollars US constatée à des fins fiscales uniquement.
- 3) Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu de l'incidence après impôts des gains ou 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 libellée en dollars US émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à 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 libellée en dollars US 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 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.

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 activités de Cenovus par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

	Trimestre terminé le 30 septembre 2009	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009
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)		
Augmentation (diminution) des éléments suivants :		
Dépenses en immobilisations	(12) \$	(108) \$
Charges d'exploitation découlant des activités en amont	(9)	(69)
Autres charges d'exploitation ¹⁾	(1)	(4)
Frais d'administration	(2)	(14)
Charge d'amortissement et d'épuisement	(17)	(121)

- 1) Charges liées aux secteurs Activités d'optimisation des marchés et Activités non sectorielles.

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
	Pétrole brut (b/j)	106 970 \$	98 021 \$	111 812 \$	105 168 \$	103 841 \$	102 191 \$	98 609 \$	92 777 \$	102 671 \$
Production de gaz (Mpi ³ /j)	844	914	826	864	842	879	892	923	925	945
LGN (b/j)	1 193	1 199	1 216	1 162	1 201	1 126	1 147	1 189	1 262	1 422

Principales zones de ressources

	Trimestres terminés les 30 septembre				Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre					
	Production quotidienne		Activités de forage (nombre de puits forés, net)		Production quotidienne		Activités de forage (nombre de puits forés, net)			
	Variation entre 2009 et 2008		2009	2008	Variation entre 2009 et 2008		2009	2008		
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008		
Pétrole (b/j)										
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
Gaz naturel (Mpi³/j)										
Shallow Gas	649	-6 %	691	55	233	661	-6 %	706	436	812

Au troisième trimestre de 2009, par rapport au troisième trimestre de 2008, les volumes de production des liquides ont crû de 13 % alors que les volumes de production du gaz naturel ont baissé de 7 %. Ces facteurs sont surtout le fait de la hausse de 3 % de la production des principales zones de ressources de Cenovus, principalement attribuable à l'augmentation de 43 % des volumes de production à Foster Creek et à Christina Lake ainsi qu'au fléchissement des redevances dans d'autres biens, facteurs compensés en partie par la baisse de rendement normale des biens classiques ainsi que les retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits du fait des prix à la baisse.

Pour les neuf premiers mois de 2009, par rapport aux neuf premiers mois de 2008, les volumes de production des liquides ont crû de 9 % alors que les volumes de production du gaz naturel ont baissé de 8 %. Ces facteurs sont le fait surtout des baisses de rendement normales des biens classiques ainsi que des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits du fait des prix à la baisse. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse de 2 % de la production des principales zones de ressources de Cenovus, principalement attribuable à l'augmentation de 41 % des volumes de production à Foster Creek et à Christina Lake ainsi qu'au fléchissement des redevances dans d'autres biens.

Prix net lié à l'exploitation

	Trimestres terminés les 30 septembre			
	2009		2008	
	Gaz (\$/kpi ³)	Liquides (\$/baril)	Gaz (\$/kpi ³)	Liquides (\$/baril)
Prix	2,86 \$	58,25 \$	8,66 \$	98,26 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	0,04	0,64	0,16	1,51
Transport et vente	0,14	1,70	0,25	2,00
Exploitation	0,77	9,78	0,62	10,80
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	1,91	46,13	7,63	83,95
Gain (perte) de couverture réalisé	4,04	(0,01)	(1,15)	(8,85)
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	5,95	46,12	6,48	75,10

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			
	2009		2008	
	Gaz (\$/kpi ³)	Liquides (\$/baril)	Gaz (\$/kpi ³)	Liquides (\$/baril)
Prix	3,49	47,24	8,45	89,84
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	0,05	0,68	0,13	1,24
Transport et vente	0,14	1,69	0,25	1,82
Exploitation	0,75	9,98	0,89	12,61
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	2,55	34,89	7,18	74,17
Gain (perte) de couverture réalisé	3,52	1,35	(0,74)	(9,26)
Prix net, compte tenu de opérations de couverture réalisées	6,07	36,24	6,44	64,91

Les prix nets, compte non tenu des opérations de couverture, ont chuté sensiblement au troisième trimestre et au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport aux périodes correspondantes de 2008, du fait principalement de l'effritement des prix des marchandises, partiellement contrebalancé par la baisse des charges d'exploitation et l'incidence du recul 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 pour réduire le risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises, dont une tranche a été attribuée à Cenovus. De plus amples renseignements sur ce programme figurent dans le rapport de gestion de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et à la note 16 afférente aux états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus. Comme le montre le tableau ci-dessus, Cenovus a tiré profit du programme de couverture d'EnCana 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			
Activités pétrolières intégrées au Canada	111 \$	142 \$	340 \$	494 \$
Plaines canadiennes	104	173	332	593
Raffinage en aval	266	133	695	310
Optimisation des marchés	1	4	(2)	10
Activités non sectorielles	1	18	10	25
Dépenses en immobilisations	483	470	1 375	1 432
Acquisitions	-	-	1	-
Dessaisissements	2	(8)	(1)	(47)
Dépenses en immobilisations, montant net	485 \$	462 \$	1 375 \$	1 385 \$

Les dépenses en immobilisations de Cenovus 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 de Cenovus et à l'augmentation de sa capacité de raffinage du pétrole lourd en aval par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Les dépenses en immobilisations déclarées 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 canadien et le dollar américain, ce qui a comprimé les dépenses en immobilisations de 108 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 comparativement à la période correspondante de 2008, facteur en partie compensé par l'accroissement de l'investissement dans le projet CORE de Wood River. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses en immobilisations de Cenovus, se reporter à la rubrique « Résultats par divisions » du présent rapport de gestion.

Acquisitions et dessaisissements

Au cours des neuf premiers mois de 2009 et de 2008, les activités d'acquisitions et de dessaisissements visaient des biens de moindre importance.

Au début de novembre 2009, les actifs liés au pétrole brut de Senlac dans le centre-ouest de la Saskatchewan ont été vendus moyennant une contrepartie d'environ 83 M\$.

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles de Cenovus se sont établis à 358 M\$ au troisième trimestre de 2009 et à 872 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, soit un recul par rapport aux périodes correspondantes de 2008. Les raisons du fléchissement 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		Périodes de neuf mois terminées les	
	30 septembre	2008	30 septembre	2008
Flux de trésorerie ¹⁾	841 \$	1 123 \$	2 247 \$	3 262 \$
Dépenses en immobilisations	483	470	1 375	1 432
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	358 \$	653 \$	872 \$	1 830 \$

- 1) Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR définie à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.
- 2) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors PCGR et correspondent 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 ou de financement, ou les deux.

Résultats des divisions

Comme il est indiqué à la rubrique « Activités de Cenovus » du présent rapport de gestion, Cenovus a une structure de prise de décisions et de communication de l'information décentralisée. Par conséquent, ses résultats sont présentés par divisions. Les divisions Activités pétrolières intégrées – Canada et Plaines canadiennes sont comprises dans le secteur Canada. La division Activités pétrolières intégrées regroupe les secteurs Activités pétrolières intégrées – Canada et Raffinage en aval.

ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

Activités de Foster Creek et Christina Lake

Le 2 janvier 2007, EnCana est devenue 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 de bitume (à pleine capacité), une fois les phases d'expansion actuelles terminées, soit 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

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 période correspondante de 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\$ découlant de 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 réalisées, ont chuté de 113 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 393 M\$ attribuable au recul 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;

en partie contrebalancées 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;
- 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 net pour Cenovus) au troisième trimestre de 2009 comparativement à 438 000 b/j (219 000 b/j net pour Cenovus), en 2008 et de 433 000 b/j (216 500 b/j net pour Cenovus) au cours des neuf premiers mois de 2009 comparativement à 446 000 b/j (223 000 b/j net pour Cenovus) 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 des facteurs suivants :

- 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 contrebalancés 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 Mpi³/j au troisième trimestre de 2009, comparativement à 61 Mpi³/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 Mpi³/j au cours des neuf premiers mois de 2009, comparativement à 64 Mpi³/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, les actifs liés au pétrole brut de Senlac dans le centre-ouest de la Saskatchewan ont été vendus 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 de la 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 crû 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 environ 1,8 G\$ (quote-part nette de Cenovus), 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 est 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 net en 2009 pour Cenovus 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

(moyenne pour la période)	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 ³ /j)	789 \$	849 \$	775 \$	792 \$	800 \$	820 \$	831 \$	856 \$	860 \$	876 \$
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

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 période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 414 M\$ attribuable au repli 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 kpi³, en 2009, contre des pertes de 87 M\$, soit 1,14 \$ par kpi³, 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, surtout 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 entre le dollar canadien et le dollar américain.

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 entre le dollar canadien et le dollar américain ainsi que 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 période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 1 065 M\$ attribuable au repli 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 kpi³, en 2009, contre des pertes de 171 M\$, soit 0,73 \$ par kpi³, 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, surtout 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 entre le dollar canadien et le dollar américain.

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 entre le dollar canadien et le dollar américain 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 période correspondante de 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 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;

- l'incidence de 9 M\$ en raison 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 la baisse de rendement normale. 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 entre le dollar canadien et le dollar américain.

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 période correspondante de 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 de la baisse de rendement normale. 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 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 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'effritement des 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 entre le dollar canadien et le dollar américain.

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 entre le dollar canadien et le dollar américain, et de la diminution des frais de reconditionnement et des coûts des produits chimiques, en partie contrebalancées 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 entre le dollar canadien et le dollar américain. 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 356 M\$ au troisième trimestre de 2009, en hausse de 12 M\$ par rapport à 2008, et à 989 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, en baisse de 41 M\$ ou 4 % par rapport à 2008.

Charge d'amortissement et d'épuisement – activités en amont

Cenovus 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 293 M\$ au troisième trimestre de 2009, en hausse de 8 M\$ ou 3 %, comparativement à la période correspondante de 2008, pour la raison suivante :

- l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement attribuable à la hausse des coûts de mise en valeur futurs;

en partie contrebalancée par :

- la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain.

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 804 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, en baisse de 60 M\$ ou 7 %, comparativement à la période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain;
- le fléchissement de 1 % du volume de production;

en partie contrebalancées par :

- l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement attribuable à la hausse des coûts de mise en valeur futurs.

Charge d'amortissement et d'épuisement – activités en aval

Cenovus 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 activités de raffinage 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.

Activités d'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	190 \$	361 \$	574 \$	836 \$
Charges				
Exploitation	4	(1)	10	13
Produits achetés	184	352	557	808
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	2	10	7	15
Amortissement et épuisement	3	1	7	3
Bénéfice sectoriel (perte)	(1) \$	9 \$	- \$	12 \$

Les produits et les charges liées aux produits achetés relatifs aux activités d'optimisation des marchés correspondent aux activités qui assurent 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 de Cenovus.

Les produits et les charges liés aux produits achetés ont diminué au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, en raison principalement du fléchissement des prix, en partie compensé par l'accroissement des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation des marchés.

Dépenses en immobilisations

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

Activités non sectorielles

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits	(338) \$	865 \$	(501) \$	345 \$
Charges				
Exploitation	4	3	23	(5)
Amortissement et épuisement	11	8	32	25
Bénéfice sectoriel (perte)	(353) \$	854 \$	(556) \$	325 \$

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

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 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	(353) \$	650 \$	(475) \$	218 \$
Pétrole brut	15	215	(26)	127
	(338)	865	(501)	345
Charges	4	4	23	(3)
	(342)	861	(524)	348
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(96)	251	(149)	101
Gains (pertes) latents établis à la valeur de marché, après impôts	(246) \$	610 \$	(375) \$	247 \$

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises qui a une incidence sur le bénéfice net, EnCana, en ce qui concerne les actifs et activités de Cenovus, conclut 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. Des renseignements complémentaires concernant les contrats d'instruments financiers figurent à la note 16 afférente aux états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus.

Charges consolidées détachées

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2009	2008	2009	2008
Administration	44 \$	(9) \$	122 \$	152 \$
Intérêts débiteurs, montant net	58	56	143	165
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	11	9	29	29
Perte (gain) de change, montant net	119	(42)	197	(88)
(Gain) perte au dessaisissement de participations	-	-	-	2

Comparativement à la période correspondante de 2008, les frais d'administration ont progressé de 53 M\$ au troisième trimestre de 2009 principalement du fait de la hausse des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana. Comparativement à la période correspondante de 2008, les frais d'administration ont chuté de 30 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 en raison de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. En outre, les frais de la période correspondante de 2008 tenaient compte de l'accroissement des coûts se rapportant à la restructuration d'entreprise projetée.

Le montant net des intérêts débiteurs au cours des neuf premiers mois de 2009 a baissé de 22 M\$ comparativement à la période correspondante de 2008, en raison surtout de la contraction de l'encours moyen de la dette. Compte non tenu des billets de Cenovus, la dette à long terme totale de Cenovus, y compris la partie à court terme, a diminué de 532 M\$ pour atteindre 2 868 M\$ au 30 septembre 2009, comparativement à 3 400 M\$ au 30 septembre 2008. Depuis le début de l'exercice 2009, le taux d'intérêt moyen pondéré de l'encours de la dette de Cenovus est de 5,3 %, contre 5,4 % en 2008.

Les pertes de change de 119 M\$ au troisième trimestre de 2009 et de 197 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 sont surtout attribuables aux effets des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain sur la dette libellée en dollars US émise au Canada, qui ont été compensés en partie 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 des actifs et passifs monétaires de Cenovus.

Impôts sur les bénéfices

Au total, la charge d'impôts sur les bénéfices s'est élevée à 158 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009, soit 663 M\$ de moins qu'à la période correspondante de 2008, en raison de la régression 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.

Pour les neuf premiers mois de 2009, les impôts à payer se sont élevés à 335 M\$, soit 153 M\$ de plus qu'à la période correspondante de 2008, en raison principalement de l'accroissement des gains de couverture réalisés, lesquels ont été en partie atténués par la contraction des flux de trésorerie liés à l'exploitation.

Le taux effectif qui s'applique aux activités de Cenovus 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;
- les revenus non imposables tirés de l'entité en aval;
- 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 Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. En conséquence, certaines questions fiscales sont habituellement à l'étude. Cenovus 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. Sur une base détachée, l'accroissement des impôts à payer attribués à Cenovus devrait être de l'ordre de 300 M\$ à 400 M\$.

Dépenses en immobilisations

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

Situation de trésorerie et ressources en capital

(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	1 318 \$	884 \$	2 665 \$	2 657 \$
Activités d'investissement	(4 073)	(503)	(5 102)	(1 401)
Activités de financement	2 831	(462)	2 467	(1 230)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	-	(6)	2	(6)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	76 \$	(87) \$	32 \$	20 \$

Activités d'exploitation

Par rapport aux périodes correspondantes de 2008, le montant net des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a progressé de 434 M\$ au troisième trimestre de 2009 et de 8 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009. Les flux de trésorerie se sont élevés à 841 M\$ au troisième trimestre de 2009 et à 2 247 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 contre 1 123 M\$ et 3 262 M\$, respectivement, aux périodes correspondantes de 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Les variations nettes des autres actifs et passifs et les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, surtout attribuables aux diminutions des stocks, des comptes débiteurs et des produits à recevoir, des comptes créditeurs et des charges à payer, en partie compensées par la hausse des impôts 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, Cenovus avait un fonds de roulement négatif de 139 M\$ au 30 septembre 2009, comparativement à un fonds de roulement positif de 600 M\$ au 30 septembre 2008. Cenovus prévoit qu'elle continuera de remplir les conditions de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement au cours des neuf premiers mois de 2009 a augmenté de 3 701 M\$ par rapport à la période correspondante de 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 56 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées aux rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats par divisions » du présent rapport de gestion. L'accroissement des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement découlant des variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a été contrebalancé en partie par les compressions des dépenses en immobilisations.

Activités de financement

Dans le cadre de l'arrangement proposé, le 18 septembre 2009, Cenovus Energy Inc. a réalisé un placement privé de billets de premier rang non garantis d'un capital global de 3 500 M\$ émis en trois tranches, qui 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 de Cenovus 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 de Cenovus 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, la dette à court terme et à long terme de Cenovus correspond à sa quote-part de la dette à court terme et à long terme consolidée d'EnCana au 30 septembre 2009 et au 31 décembre 2008. Aux fins de l'établissement des états financiers consolidés détachés de Cenovus, il a été déterminé que Cenovus devrait maintenir le même ratio dette/capitaux permanents qu'EnCana sur une base consolidée. La dette à long terme, compte non tenu des billets de Cenovus, a donc été imputée à Cenovus de manière à respecter le ratio visé. Compte non tenu des billets de Cenovus, EnCana conservera les obligations légales associées à la dette à long terme en cours. Par conséquent, la dette à long terme présentée dans les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus, compte non tenu des billets de Cenovus, représente des soldes intersociétés entre EnCana et Cenovus qui sont assortis des mêmes modalités que la dette à long terme d'EnCana et libellés dans la même proportion en dollars canadiens et américains.

Compte non tenu des billets de Cenovus, le remboursement net de la dette à long terme émise au cours des neuf premiers mois de 2009 s'est chiffré à 275 M\$ en regard de 222 M\$ à la période correspondante de 2008. Compte non tenu des billets de Cenovus, au 30 septembre 2009, la quote-part de la dette de Cenovus, y compris la partie à court terme, totalise 2 868 M\$ comparativement à 3 400 M\$ au 30 septembre 2008.

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. Si l'arrangement est approuvé, Cenovus entend rembourser à EnCana sa quote-part de la dette à long terme à l'aide de la totalité ou de la quasi-totalité du produit tiré des billets de Cenovus détenus en mains tierces.

Ratios financiers

	30 septembre 2009	31 décembre 2008
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾²⁾	24 %	28 %
Ratio dette/BAIIA ajusté ²⁾³⁾ (fois)	1,1	0,7

- 1) Les capitaux permanents, mesure hors PCGR, s'entendent de la dette à long terme, y compris la partie à court terme, majorée de l'investissement net total.
- 2) La dette, compte non tenu des billets de Cenovus.
- 3) Pour les douze 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 épuisement.

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

Investissement net total

L'investissement d'EnCana dans les activités de Cenovus est présenté comme « Investissement net total » dans les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus. L'investissement net total se compose de l'investissement net du propriétaire et du cumul des autres éléments du résultat étendu. L'investissement net du propriétaire correspond au bénéfice net d'exploitation cumulé et au cumul des distributions nettes à EnCana. Les écarts de conversion sont pris en compte dans les autres éléments du résultat étendu.

Si l'arrangement est approuvé, Cenovus disposera du même nombre d'actions ordinaires en circulation qu'EnCana, soit, au 30 septembre 2009, 751,2 millions (750,4 millions au 31 décembre 2008).

Obligations contractuelles et éventualités

EnCana a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, 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. Au 30 septembre 2009 et au 31 décembre 2008, les engagements de Cenovus comprennent des engagements directs des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées, ainsi que sa quote-part des engagements d'EnCana en matière de transport et de commercialisation.

Si l'arrangement est approuvé, Cenovus compte rembourser EnCana à même le produit net du placement privé détenu en mains tierces. Les billets de Cenovus représenteront alors la majeure partie du solde de la dette à long terme de Cenovus.

En date du 30 septembre 2009, EnCana était toujours partie, pour le compte de Cenovus, à des contrats physiques à prix fixe à long terme prévoyant la livraison à court terme d'environ 33 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 88 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,26 \$ le kpi³.

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. Cenovus s'est vu attribuer sa quote-part des engagements relatifs aux contrats de location d'EnCana lui revenant au 30 septembre 2009 et au 31 décembre 2008.

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. Toute provision ayant trait au cours normal des activités de Cenovus a été attribuée à celle-ci et inscrite aux états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus.

Conventions comptables et estimations

Mode de présentation

Les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus, établis dans le cadre de l'arrangement proposé, présentent la situation financière, les résultats d'exploitation, la variation de l'investissement net et les flux de trésorerie consolidés détachés historiques de Cenovus. Les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus sont tirés des documents comptables d'EnCana, sur une base détachée, et doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires d'EnCana et les notes y afférentes pour la période terminée le 30 septembre 2009. Les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus ayant été dressés sur une base détachée, les résultats présentés ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation, de la situation financière ou des flux de trésorerie qui auraient existé si Cenovus avait été une entité distincte, ni des résultats futurs de Cenovus Energy Inc. telle qu'elle existera à la suite de l'arrangement.

Les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus ont été dressés suivant les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul que les états financiers consolidés détachés annuels vérifiés de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, sauf pour les exceptions mentionnées ci-dessous. Les informations fournies ci-après sont complémentaires à celles qui figurent dans les états financiers consolidés détachés annuels vérifiés de Cenovus. Certaines informations devant normalement être fournies dans les notes afférentes aux états financiers consolidés détachés annuels vérifiés ont été condensées ou présentées sur une base annuelle seulement. Par conséquent, les états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés détachés annuels vérifiés de Cenovus et les notes y afférentes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et avec les états financiers consolidés annuels vérifiés d'EnCana et les notes y afférentes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Adoption de nouvelles normes comptables

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

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. Cenovus devra donc communiquer ses résultats en conformité avec les normes IFRS à partir de 2011. EnCana a élaboré un plan de transition aux IFRS d'ici le 1^{er} janvier 2011, y compris l'établissement des données correspondantes nécessaires pour Cenovus.

Les principaux éléments du plan de transition 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.

L'analyse des choix de conventions comptables et, en ce qui concerne les éléments touchés, la conception des modifications nécessaires aux processus et aux systèmes, sont achevées. Les éléments les plus touchés demeurent les immobilisations corporelles, les tests de dépréciation, les obligations au titre de la mise hors service d'immobilisations, la rémunération à base d'actions, les régimes d'avantages sociaux et les impôts sur les bénéficiaires. Ces éléments sont considérés comme étant susceptibles d'avoir l'incidence la plus grande sur les états financiers de Cenovus ou de présenter le risque le plus important eu égard à la complexité de la mise en œuvre.

Le passage aux IFRS aura un effet particulièrement important sur la comptabilisation de certaines activités en amont. Aux termes des PCGR du Canada, Cenovus se conforme aux directives de l'ICCA en matière de comptabilisation au coût entier. À l'adoption des IFRS, Cenovus sera tenue d'adopter de nouvelles conventions comptables à l'égard des activités en amont, notamment pour les frais de préexploration, les frais d'exploration et d'évaluation ainsi que 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 (l'« IASB ») 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 en amont (capitalisation du coût entier) sur les réserves au niveau des unités de comptabilisation lors de la transition aux IFRS. Cette exemption libérerait Cenovus de l'application rétrospective des IFRS pour les immobilisations en amont. À l'heure actuelle, Cenovus compte adopter cette exemption.

Le plan de transition aux normes IFRS sera mis à jour pour tenir compte des normes comptables nouvelles et modifiées publiées par l'IASB. L'incidence des IFRS sur les états financiers consolidés détachés de Cenovus ne peut être déterminée de façon raisonnable pour l'instant.

En date du 1^{er} janvier 2011, Cenovus sera tenue d'adopter les chapitres ci-dessous du *Manuel de l'ICCA*.

Regroupements d'entreprises

Le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », remplace l'ancienne norme sur les regroupements d'entreprises. Le chapitre exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient comptabilisés à la 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 inclus dans l'état des résultats. L'adoption de cette norme aura une incidence sur le traitement comptable des futurs regroupements d'entreprises.

États financiers consolidés

Le chapitre 1601, « États financiers consolidés », 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 détachés de Cenovus.

Participations sans contrôle

Le chapitre 1602, « Participations sans contrôle », 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. En vertu de ce chapitre, les participations sans contrôle doivent être classées 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 détachés de Cenovus.

Gestion des risques

Les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus 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 les activités de Cenovus. 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 la réputation de chacune des sociétés. De plus amples renseignements sur les risques spécifiques et leur atténuation figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 de Cenovus et dans la note 16 afférente aux états financiers consolidés détachés intermédiaires de Cenovus.

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 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 les activités de Cenovus. Il est par conséquent possible que Cenovus 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. EnCana continue 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^{er} juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base 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, Cenovus prévoit intégrer les coûts potentiels du carbone à la planification future. EnCana intègre les coûts potentiels du carbone à la planification future, en plus d'examiner l'incidence de la réglementation relative au carbone sur ses principaux projets, y compris ceux de Cenovus. 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.

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 et 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, . Cenovus suit de très près l'évolution de cette loi très complexe maintenant à l'étude au Sénat des États-Unis, à la fois quant à l'impact qu'elle 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.

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^{er} janvier 2009. Le Régime 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 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^{er} 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 Cenovus : 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^{er} 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^{er} avril 2009 et le 31 mars 2011 pendant une période de 12 mois ou qui produisent 0,5 milliard de pieds cubes équivalents (« Gpi³e ») 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 ayant trait aux actifs et aux activités de Cenovus.

Perspectives

Comme il est indiqué à la rubrique « Arrangement proposé » du présent rapport de gestion, EnCana a annoncé son intention de procéder à sa scission en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie. La restructuration devrait être réalisée 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, Cenovus entend focaliser sur la mise en valeur de ressources pétrolières sur place de première qualité et l'expansion de sa capacité de traitement du pétrole lourd en aval par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

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.

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.

EnCana compte financer le programme d'immobilisations de 2009 de Cenovus au moyen des flux de trésorerie.

Les résultats de Cenovus 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 de Cenovus pour 2009, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion.

Mise en garde

Énoncés prospectifs

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 : les projections quant à la suffisance des charges d'impôts de Cenovus; l'incidence potentielle du Régime de redevances de l'Alberta; les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et des ressources pétrolifères assistées, 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 Cenovus, ainsi que les coûts en capital et les échéanciers prévus s'y rapportant; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2009 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les dépenses en immobilisations prévues de Cenovus 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 Cenovus, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; la suffisance des provisions constituées au titre des poursuites intentées contre Cenovus; l'incidence des modifications effectives et 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 Cenovus; 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 relatives à l'arrangement proposé, y compris le calendrier de mise en œuvre; les attributs et plan d'affaires futurs prévus de Cenovus une fois l'arrangement mis en œuvre; la capacité de Cenovus de financer son programme d'immobilisations en 2009 et ses sources de financement ultérieures; l'effet des politiques, systèmes, processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de Cenovus; les attentes de

Cenovus à l'égard des ratios dette nette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté futurs; l'incidence et le calendrier de différentes prises de position comptables, de modifications des règles et de normes applicables sur Cenovus et ses états financiers consolidés détachés; les projections quant à l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de Cenovus pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment l'obtention des approbations, des exemptions, des consentements, des ordonnances judiciaires et toute autre exigence nécessaire ou souhaitable pour mener à terme ou faciliter l'arrangement; le risque que certaines conditions à la mise en œuvre de l'arrangement ne seront pas satisfaites; la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence sur le marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus 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 Cenovus et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus 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 synthétique; les risques liés à la technologie et à l'application de cette technologie dans le cadre des activités de Cenovus; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés à l'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures; la capacité de Cenovus 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 Cenovus 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, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent des activités; les risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où Cenovus et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant Cenovus 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. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces ressources et réserves dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent d'estimations et d'hypothèses. Bien que Cenovus 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, Cenovus 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 détachés prévus pour 2009 sont fondés sur une production pro forma moyenne de pétrole et de gaz d'environ 1 484 Gpi³/j en 2009 pour Cenovus, des estimations des prix des marchandises réels et du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain au 30 septembre

2009 et des estimations des valeurs à terme pour les prix des marchandises et du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain pour la période allant du 1^{er} octobre au 31 décembre 2009 et un nombre moyen d'actions en circulation de Cenovus de 750 millions environ. Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement les attentes et projections actuelles 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.

Information sur le pétrole et le gaz naturel

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par Cenovus est faite en vertu d'une dispense accordée par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui l'autorise à fournir ces données et renseignements selon les normes de présentation américaines. L'information fournie par Cenovus 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 Cenovus représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement S-X de la SEC. De plus amples renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent à la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice d'offre à laquelle est joint le présent rapport de gestion.

Conversion des unités de mesure du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel

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

Zone de ressources

Cenovus 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 détachés intermédiaires, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars US, 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 disponibles, le bénéfice d'exploitation, le BAIIA ajusté, la dette, 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 Cenovus 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 Cenovus

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