



# Cenovus Energy inc.

## Rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (en dollars américains)

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy inc. (« Cenovus » ou la « société ») doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés de Cenovus Energy inc. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (les « états financiers consolidés »), ainsi que la circulaire d'information d'EnCana Corporation (« EnCana ») relative à l'arrangement visant Cenovus Energy inc. datée du 20 octobre 2009 (la « circulaire d'information »). Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent rapport de gestion et les autres mises en garde juridiques figurant dans la circulaire d'information.*

*La direction est responsable de la préparation du rapport de gestion. Le comité de vérification du conseil d'administration (le « conseil ») examine le rapport de gestion et en recommande l'approbation au conseil.*

*Les états financiers consolidés, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production et de réserves sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 17 février 2010.*

*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 et les autres mises en garde figurant dans la circulaire d'information.*

## INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Son exploitation regroupe des biens exploités par récupération assistée des hydrocarbures (« RAH ») et des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. En outre, elle détient des participations dans deux raffineries situées aux États-Unis, dans l'Illinois et au Texas.

Cenovus a commencé à exercer des activités indépendantes le 1<sup>er</sup> décembre 2009 à la suite de l'arrangement avec EnCana Corporation visant à créer deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie cotées en bourse, soit Cenovus et EnCana, (l'« arrangement »). Même si Cenovus est une entité nouvelle, elle n'en exploite pas moins plusieurs actifs depuis des décennies.

Les activités de Cenovus regroupent les biens exploités par RAH ainsi que les activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Trois des quatre biens exploités par RAH (Foster Creek, Christina Lake et Pelican Lake) sont situés dans la région d'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Le quatrième, le projet Weyburn, utilise la RAH par piégeage du dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») et se trouve dans le sud-est de la Saskatchewan. La société détient en outre une participation de 50 % dans deux raffineries aux États-Unis, dans l'Illinois et au Texas, laquelle lui permet de profiter de la pleine valeur découlant de la production du pétrole brut jusqu'aux produits raffinés comme l'essence, le diesel et le carburéacteur.

Pour les cinq prochaines années, les activités de Cenovus seront axées sur l'accroissement de la production tirée principalement de la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« technique DGMV ») à Foster Creek et à Christina Lake. La société a fait la preuve de son expertise et de l'efficacité de sa méthode de mise en valeur par RAH à faible coût. Ses activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel devraient aboutir à une production stable et à des flux de trésorerie réguliers qui lui permettront de poursuivre la mise en valeur de ses principaux actifs bitumineux. Dans l'ensemble des activités de la société, qu'il s'agisse de bitume, de pétrole brut ou de gaz naturel, la technologie joue un rôle crucial dans l'extraction des ressources, car elle accroît les quantités récupérées, minore les coûts et améliore les méthodes d'extraction. L'un des objectifs primordiaux de Cenovus est le perfectionnement des technologies afin de réduire les quantités d'eau, de vapeur, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités, ainsi que l'atténuation des perturbations de la surface du sol.

L'avenir de la société réside dans la mise en valeur de la vaste zone qu'elle détient dans la région d'Athabasca dans le nord-est de l'Alberta. Outre les biens de Foster Creek et de Christina Lake, la société possède actuellement deux biens nouveaux dans cette zone, soit Borealis et Narrows Lake. Une demande conjointe a été déposée, auprès de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques et auprès d'Alberta Environment, relativement à la mise en valeur de Borealis. Cette demande vise la construction d'une usine axée sur la technique DGMV dotée d'une capacité de production de 35 000 barils par jour (« b/j »). Cenovus détient une participation de 50 % dans la zone de Narrows Lake, par le truchement de sa participation dans FCCL Partnership, qui est située dans la grande région de Christina Lake. La société prépare des plans de mise en valeur et des demandes auprès des autorités de réglementation à l'égard d'un projet à Narrows Lake qui comporterait de deux à trois phases, chacune d'elles visant à accroître la capacité de production de bitume d'environ 40 000 b/j.

Cenovus dispose de plusieurs possibilités de rehausser la valeur actionnariale, essentiellement au moyen de la croissance de la production issue de ses importantes ressources de bitume. En effet, la majeure partie des ressources de bitume sont sous-exploitées. À l'heure actuelle, on croit que cette ressource permettra de satisfaire à la demande des consommateurs pour les prochaines décennies. La croissance de ces activités pétrolières assistées devrait être financée à l'interne à l'aide des flux de trésorerie que produisent les activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel de la société. De plus, la production de gaz naturel de Cenovus lui procure une couverture économique naturelle à l'égard du gaz utilisé comme carburant dans ses activités en amont et en aval. Qui plus est, Cenovus est en mesure d'intégrer sa production de bitume à la vente de produits raffinés grâce à ses raffineries à faible coût, dont l'exploitation est assurée par ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée.

## STRUCTURE D'ENTREPRISE

Les activités de la société sont réparties en deux divisions d'exploitation :

- La division **Activités pétrolières intégrées**, qui regroupe la totalité des actifs liés aux activités pétrolières intégrées en amont et en aval avec notre coentrepreneur, ainsi que d'autres participations liées au bitume et les actifs de gaz naturel d'Athabasca. La division Activités pétrolières intégrées possède des actifs aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, notamment deux importants biens exploités par RAH : i) Foster Creek et ii) Christina Lake; et deux raffineries : i) Wood River et ii) Borger.
- La division **Plaines canadiennes**, qui réunit les actifs établis de mise en valeur liés au pétrole brut et au gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, notamment deux importants biens exploités par RAH : i) Weyburn et ii) Pelican Lake; ainsi que les biens pétroliers et gaziers du sud de l'Alberta. De plus, cette division commercialise le pétrole brut et le gaz naturel de Cenovus, ainsi que 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.

Aux fins de la présentation des états financiers, les secteurs d'exploitation isolables de Cenovus s'établissent comme suit :

- Le secteur **Amont Canada**, qui 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 au Canada, notamment les activités de Foster Creek et Christina Lake détenues en parts égales avec ConocoPhillips et exploitées par Cenovus.
- Le secteur **Raffinage en aval**, qui se concentre sur le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis détenues en parts égales avec ConocoPhillips et exploitées par ConocoPhillips.
- Le secteur **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement des gains ou des pertes latents inscrits relativement aux instruments financiers dérivés, ainsi que les frais généraux et les frais d'administration et les coûts liés aux activités de financement, lesquels sont engagés à l'échelle de la société. À mesure que sont réglés les instruments financiers, les gains et les pertes réalisés sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel se rattachent les instruments dérivés. Les éliminations ont trait aux ventes, aux produits d'exploitation et aux achats de produits dans le cadre d'opérations intersectorielles, lesquels sont inscrits au prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre les résultats intersectoriels non réalisés imputés aux stocks.

## APERÇU DE 2009

Au cours des 12 derniers mois, divers facteurs significatifs ont eu une influence notable sur les activités et les résultats financiers de Cenovus. Le principal facteur aura été la crise du crédit et la récession qui ont touché le monde entier et ont eu pour conséquences le fléchissement des prix des marchandises, le climat d'incertitude sur les marchés des capitaux et le retard de la constitution de Cenovus. Cependant, en septembre 2009, au vu d'une certaine amélioration de la conjoncture, la société a réussi à obtenir une facilité de crédit bancaire engagée de 2,5 G\$ CA et à mobiliser 3,5 G\$ au moyen du placement de billets non garantis, ce qui lui a permis de réaliser l'arrangement. Ainsi, le 25 novembre 2009, les actionnaires d'EnCana ont voté à plus de 99 % des voix en faveur de la constitution de Cenovus. La récession mondiale s'est également répercutée sur les prix des marchandises dont le déclin s'est prolongé pendant presque toute l'année 2009. En revanche, la société a tiré parti de son programme de couverture des prix du gaz naturel et du pétrole brut et réalisé en 2009 des gains de couverture de 692 M\$, après impôts.

Du fait des remous sur les marchés, Cenovus a accru la focalisation sur la maîtrise des coûts en 2009 grâce à l'initiative « Défi 10 % ». Cet accent sur la compression des coûts lui a permis de cerner des occasions de réduction des charges d'exploitation ainsi que des possibilités d'ajustement et de réorientation de son programme d'immobilisations. La diminution des dépenses en immobilisations explique en partie le repli de 9 % de la production de gaz naturel. Bien que Cenovus ait réduit les coûts attribuables aux projets pétroliers, sa production quotidienne moyenne a crû de 10 %, la production de Foster Creek et de Christina Lake s'amplifiant de 43 %. Conformément à sa stratégie à long terme visant l'expansion de ses activités pétrolières intégrées, Cenovus a poursuivi les travaux de mise en valeur aussi bien à Foster Creek qu'à Christina Lake, outre le projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie (projet « CORE ») à la raffinerie Wood River.

Dans le cadre de la constitution de Cenovus, la coentreprise pétrolière et gazière canadienne d'EnCana a été dissoute, ce qui a eu pour conséquence le devancement de l'exigibilité d'une tranche d'environ 400 M\$ de la quote-part de la charge d'impôts de Cenovus pour 2009. Cette charge d'impôts à payer n'est pas un supplément d'impôts. Elle correspond en fait aux montants qui auraient été payés en 2010 si la dissolution n'avait pas eu lieu. Cette charge d'impôts à payer a réduit considérablement les flux de trésorerie de la société pour le quatrième trimestre de 2009. En outre, comme Cenovus était intégrée à EnCana pendant les 11 premiers mois de l'exercice, les résultats présentés pour 2009 pourraient ne pas être représentatifs de ceux que Cenovus dégagera en tant qu'entité autonome au cours des exercices à venir.

Outre ce qui précède, en ce qui concerne les finances et l'exploitation, les points saillants de 2009 sont les suivants :

- l'extension et la découverte de 160 millions de barils de réserves prouvées de bitume, déduction faite des redevances, principalement attribuables à des projets sanctionnés durant l'exercice; la croissance des réserves de bitume s'est établie à 8 % en glissement annuel, déduction faite des redevances;
- la faiblesse des prix des marchandises a comprimé les produits de 39 %;
- la production des biens exploités par récupération assistée des hydrocarbures Foster Creek et Christina Lake a grimpé de 43 %; la production de Foster Creek a dépassé 100 000 b/j (à pleine capacité) pour la première fois en décembre;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en amont ont fléchi de 706 M\$ en raison du recul des prix des marchandises;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval ont augmenté de 551 M\$;
- la société a réalisé des gains de couverture de 692 M\$, après impôts (pertes de 213 M\$, après impôts, en 2008);
- le bénéfice d'exploitation a fléchi de 317 M\$;
- la construction du projet CORE à la raffinerie Wood River s'est poursuivie; l'état d'avancement est de 71 % environ à la fin de l'exercice; le projet respecte l'échéancier et le budget;
- les activités d'acquisition et de dessaisissement pour l'exercice ont rapporté un produit net de 206 M\$ ainsi que de nouveaux terrains bitumineux à Narrows Lake;
- la société a déclaré et versé un dividende de 151 M\$ (0,20 \$ par action) en décembre. Le dividende de décembre tient compte du montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

## CONTEXTE COMMERCIAL

En ce qui concerne les résultats financiers de Cenovus, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix, les marges de craquage de raffinage, ainsi que le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et taux de change destinés à faciliter la lecture des résultats financiers de la société :

(moyenne pour la période)	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
<b>Prix du pétrole brut (\$/b)</b>					
West Texas Intermediate (WTI)	<b>62,09</b>	<b>-38 %</b>	99,75	38 %	72,41
Western Canadian Select (WCS)	<b>52,43</b>	<b>-34 %</b>	79,70	61 %	49,50
Écart WTI/WCS	<b>9,66</b>	<b>-52 %</b>	20,05	-12 %	22,91
WCS exprimé en % du WTI	<b>84 %</b>		80 %		68 %
<b>Marge de craquage 3-2-1 de raffinage<sup>1)</sup></b> (\$/b)					
Chicago	<b>8,54</b>	<b>-24 %</b>	11,22	-37 %	17,67
Midwest Combined (« groupe 3 »)	<b>8,09</b>	<b>-27 %</b>	11,03	-42 %	19,11
<b>Prix du gaz naturel</b>					
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	<b>4,19</b>	<b>-48 %</b>	8,13	23 %	6,61
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	<b>3,99</b>	<b>-56 %</b>	9,04	32 %	6,86
Écart de base AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	<b>0,40</b>	<b>-67 %</b>	1,23	64 %	0,75
<b>Taux de change moyen</b>					
Moyenne du taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	<b>0,876</b>	<b>-7 %</b>	0,938	1 %	0,930

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.

Après avoir atteint des sommets en juillet 2008, le prix du WTI a fléchi au cours du reste de l'année pour clôturer à 44,60 \$ le baril au 31 décembre 2008. Cependant, au 31 décembre 2009, le WTI avait progressé à 79,36 \$ le baril du fait des signes d'amélioration de l'économie et de l'austérité de l'OPEP au chapitre de la production. Du 31 décembre 2008 au 31 décembre 2009, le WCS a augmenté de 103 %, hausse qui concorde avec celle du WTI. En 2009, la moyenne de l'écart entre le WTI et le WCS s'est rétrécie pour s'établir à moins de 10 \$ le baril pour l'exercice, le WCS correspondant en moyenne à 84 % du WTI.

En 2009, les marges de craquage de raffinage aux États-Unis ont traduit le fléchissement de la demande des consommateurs en raison de la morosité économique. Ce repli de la demande aux États-Unis est survenu alors que la capacité de raffinage mondiale augmentait. En 2009, la consommation de produits raffinés aux États-Unis a décliné pour la deuxième année d'affilée, facteur qui a provoqué le fléchissement des prix des produits raffinés et la contraction des marges de craquage.

Tout au long de 2009, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont reculé en raison de l'affaissement de la demande attribuable à la morosité économique et de l'accroissement de l'offre stimulé par la mise en production de nouvelles sources abondantes de gaz de schiste, outre la réalisation des engagements de forage connexes. Ce facteur a entraîné des stockages de volumes supérieurs à la moyenne en 2009, ce qui a contribué au fléchissement du prix du gaz naturel. Le temps froid vers la fin de 2009, particulièrement dans l'Est des États-Unis, a contribué au regain du prix AECO au 31 décembre 2009, puisque d'un plancher de 2,56 \$ le kpi<sup>3</sup>, il est passé à 5,25 \$ le kpi<sup>3</sup>. Toutefois, il est resté inférieur au niveau atteint à la fin de l'exercice précédent.

Grâce à sa stratégie d'atténuation des risques, Cenovus a réduit son exposition à la volatilité des prix des marchandises à l'aide du programme de couverture. Pour de plus amples renseignements sur ce programme, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion ainsi qu'aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## INFORMATION FINANCIÈRE ANNUELLE

Les états financiers consolidés comprennent les résultats de la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 30 novembre 2009 (avant le début de notre exploitation autonome, le 1<sup>er</sup> décembre 2009) outre les résultats pour la période allant du 1<sup>er</sup> au 31 décembre 2009. L'information financière consolidée antérieure au 1<sup>er</sup> décembre 2009 est tirée des registres comptables d'EnCana et se fonde sur les données passées (résultats d'exploitation, actifs et passifs) liées aux activités cédées à Cenovus qui ont été comptabilisées sur une base détachée. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Produits, déduction faite des redevances	10 140 \$	-39 %	16 559 \$	24 %	13 406 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>1)</sup>	3 695	-4 %	3 850	-11 %	4 344
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	2 472	-20 %	3 088	-13 %	3 536
- par action – après dilution <sup>2)</sup>	3,29		4,11		4,62
Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup>	1 312	-19 %	1 629	-10 %	1 802
- par action – dilué <sup>2)</sup>	1,74		2,17		2,36
Bénéfice net	648	-73 %	2 368	69 %	1 404
- par action – de base <sup>2)</sup>	0,86		3,16		1,87
- par action – dilué <sup>2)</sup>	0,86		3,15		1,84
Total de l'actif	20 552	11 %	18 466	-12 %	20 987
Total de la dette à long terme	3 493	15 %	3 036	-18 %	3 690
Autres passifs à long terme	6 043	1 %	5 968	-7 %	6 437
Dépenses en immobilisations	1 892	-8 %	2 046	39 %	1 475
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	580	-44 %	1 042	-49 %	2 061
Dividendes en espèces <sup>3)</sup>	151		-		-

1) Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport de gestion.

2) Tout montant par action antérieur au 1<sup>er</sup> décembre 2009 a été calculé en fonction des soldes d'actions ordinaires d'EnCana selon les modalités de l'arrangement, aux termes duquel les actionnaires d'EnCana ont reçu une action ordinaire de la nouvelle société EnCana.

3) Cenovus a déclaré et versé un dividende de 0,20 \$ par action en décembre 2009. Le dividende de décembre tient compte d'un montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

## VARIATION DES PRODUITS

(en millions de dollars)

Produits de 2008, déduction faite des redevances	16 559 \$
Activités en amont	
Prix	(2 138)
Opérations de couverture réalisées	1 328
Volume	(15)
Autres <sup>1)</sup>	(549)
Activités en aval	(3 731)
Activités non sectorielles	(1 366)
Opérations de couverture latentes	
Autres	52
<b>Produits de 2009, déduction faite des redevances</b>	<b>10 140 \$</b>

1) Les produits en dollars présentés comprennent la valeur des condensats vendus pour le mélange du pétrole lourd. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de vente.

Le total des produits, déduction faite des redevances, a baissé de 6 419 M\$ en 2009 par rapport à 2008, principalement du fait du fléchissement des prix moyens des marchandises, lequel concorde avec le repli des prix de référence en 2009.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS À L'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Pétrole brut et LGN			
Foster Creek et Christina Lake	596 \$	421 \$	213 \$
Plaines canadiennes	941	1 508	946
Gaz naturel	1 798	2 099	2 049
Autres activités en amont	50	63	62
	<b>3 385</b>	4 091	3 270
Activités en aval	310	(241)	1 074
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<b>3 695 \$</b>	3 850 \$	4 344 \$

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation constituent une mesure hors PCGR qui correspond aux produits, déduction faite des redevances, compte non tenu de la taxe à la production et des impôts miniers, des frais de transport et de vente, ainsi que des charges d'exploitation et des coûts des produits achetés. Cette mesure permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'une période à l'autre.

Au total, les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en amont et en aval ont fléchi de 155 M\$. Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés à l'exploitation par rapport à 2008, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

## FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR qui correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, à l'exclusion de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie. Il s'agit d'une mesure d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité de la société de financer ses programmes de dépenses en immobilisations et de s'acquitter de ses obligations financières.

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 496 \$	2 687 \$	3 014 \$
(Ajouter) Déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(23)	(89)	(48)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	1 047	(312)	(474)
Flux de trésorerie	<b>2 472 \$</b>	3 088 \$	3 536 \$

En 2009, les flux de trésorerie de Cenovus se sont établis à 2 472 M\$, soit un fléchissement de 616 M\$ par rapport à 2008, où ils s'étaient chiffrés à 3 088 M\$, baisse attribuable aux facteurs suivants :

- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 4,16 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit 54 % par rapport à 2008;
- le prix de vente moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, s'est effrité de 23,13 \$ le baril, soit 31 %, comparativement à 2008;
- les impôts à payer ont augmenté de 513 M\$, en raison surtout du devancement de l'exigibilité lié à la dissolution d'une coentreprise dans le cadre de l'arrangement;
- la production de gaz naturel de Cenovus a chuté de 9 %.

Le repli des flux de trésorerie en 2009 a été atténué par les facteurs suivants :

- la réalisation de gains de couverture de 692 M\$, après impôts, comparativement à des pertes de couverture réalisées de 213 M\$, après impôts, en 2008;
- l'amélioration de 551 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval;
- la baisse de 360 M\$ des frais de transport et de vente ainsi que des charges d'exploitation;
- la hausse de 10 % des volumes de production de pétrole brut et de LGN comparativement à 2008.

Les flux de trésorerie de la société se sont établis à 3 088 M\$ en 2008, soit 448 M\$ de moins qu'en 2007 où ils se chiffraient à 3 536 M\$, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval se sont repliés de 1 315 M\$, en raison principalement de l'affaiblissement des marges de raffinage et de l'augmentation des coûts des produits achetés;
- les pertes réalisées sur les couvertures des prix du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres marchandises se sont établies à 213 M\$, après impôts, en 2008, comparativement à des gains de 97 M\$, après impôts, en 2007;
- le volume de production de gaz naturel a baissé de 6 % en 2008 par rapport à 2007;
- les frais de transport et de vente, les charges d'exploitation, les intérêts débiteurs, les frais généraux et les frais d'administration ont augmenté.

Le recul des flux de trésorerie en 2008 a été atténué par les facteurs suivants :

- la moyenne des prix du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 7,76 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2008 comparativement à 6,08 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2007;
- le prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté pour s'établir à 74,00 \$ le baril en 2008, comparativement à 46,69 \$ le baril en 2007.

## BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Bénéfice net, montant déjà établi	648 \$	2 368 \$	1 404 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :			
Gain (perte) de couverture latent, évalué à la valeur de marché (après impôts) <sup>1)</sup>	(473)	519	(244)
Gain (perte) de change hors exploitation (après impôts) <sup>2)</sup>	(191)	220	(301)
Économie d'impôts futurs en raison de réductions de taux d'imposition	-	-	147
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>1 312 \$</b>	<b>1 629 \$</b>	<b>1 802 \$</b>

- 1) Les gains (pertes) comptables latents évalués à la valeur de marché, après impôts, traduisent en grande partie 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 latents à la conversion de la dette libellée en dollars américains 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 américains constatée à des fins fiscales uniquement.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu d'éléments hors exploitation comme l'incidence après impôts des gains (pertes) comptables latents, évalués à la valeur de marché, sur des instruments dérivés, les gains (pertes) de change, après impôts, à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, les gains (pertes) de change après impôts liés au règlement d'opérations intersociétés, la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de la dette intersociétés libellée en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement et l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

La société estime que ces éléments hors exploitation réduisent la comparabilité des résultats financiers sous-jacents de Cenovus d'une période à l'autre. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation ci-dessus vise à fournir aux investisseurs des informations davantage comparables d'une période à l'autre. Les éléments indiqués ci-dessus, qui influent sur nos flux de trésorerie, et les éléments ci-après, qui touchent le bénéfice net, ont également eu une incidence sur le bénéfice d'exploitation.

## BÉNÉFICE NET

En 2009, le bénéfice net s'est établi à 648 M\$, soit 1 720 M\$ de moins qu'en 2008. Les éléments indiqués ci-dessus qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie de 2009 ont également touché le bénéfice net. Les autres facteurs significatifs qui ont comprimé le bénéfice net de 2009 comprennent une perte latente de 667 M\$ évaluée à la valeur de marché, contre un gain de 734 M\$ en 2008, et une perte de change latente de 313 M\$ en 2009, contre un gain de 259 M\$ en 2008. Ces diminutions du bénéfice net et la hausse des impôts à payer, qui a eu un effet sur les flux de trésorerie, ont été atténuées par une économie d'impôts futurs de 551 M\$ en 2009, contre une charge d'impôts futurs de 385 M\$ en 2008.



En 2008, le bénéfice net de la société s'était établi à 2 368 M\$, soit une progression de 964 M\$ sur le bénéfice net de 2007, qui s'était chiffré à 1 404 M\$. Les éléments indiqués ci-dessus qui ont touché les flux de trésorerie de 2008 ont également une incidence sur le bénéfice net. Les autres facteurs significatifs qui ont gonflé le bénéfice net de 2008 comprenaient un gain latent évalué à la valeur de marché de 519 M\$, après impôts, contre une perte de 244 M\$ en 2007, des gains de change hors exploitation de 220 M\$, après impôts, en 2008, contre des pertes de 301 M\$, après impôts, en 2007, ainsi qu'un fléchissement de 108 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement.

En vue de gérer la volatilité des prix des marchandises, la société conclut divers contrats d'instruments financiers. Les variations des gains ou pertes établis à la valeur de marché aux termes de ces contrats ont une incidence sur le bénéfice net et sont issues de la volatilité des prix à terme des marchandises et des fluctuations du solde des contrats non réglés. Le programme de couverture de la société a eu, dans l'ensemble, un effet favorable sur le bénéfice net de la société en 2009 et en 2008, alors qu'en 2007 il a provoqué sa diminution. Les renseignements qui suivent sont fournis afin de présenter des données davantage comparables d'une période à l'autre :

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts <sup>1)</sup>	<b>(473) \$</b>	519 \$	(244) \$
Gains de couverture réalisés (pertes), après impôts <sup>2)</sup>	<b>692</b>	(213)	97
Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net	<b>219 \$</b>	306 \$	(147) \$

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

## DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Activités pétrolières intégrées en amont	<b>476 \$</b>	644 \$	450 \$
Plaines canadiennes	<b>478</b>	872	795
Raffinage en aval	<b>907</b>	478	220
Autres	<b>31</b>	52	10
Dépenses en immobilisations	<b>1 892</b>	2 046	1 475
Acquisitions	<b>3</b>	-	14
Dessaisissements	<b>(209)</b>	(47)	-
Dépenses en immobilisations, montant net	<b>1 686 \$</b>	1 999 \$	1 489 \$

Les dépenses en immobilisations en 2009 étaient axées essentiellement sur la mise en valeur continue de nos biens exploités par RAH (soit Foster Creek, Christina Lake, Pelican Lake et Weyburn) et l'expansion de notre capacité de raffinage de pétrole lourd en aval. En 2009, une partie de la réduction des dépenses en immobilisations s'explique par l'initiative « Défi 10 % » de la société, cette dernière examinant attentivement ses dépenses afin de comprimer les coûts. Les dépenses en immobilisations en 2009, en 2008 et en 2007 ont été financées par les flux de trésorerie. Pour de plus amples renseignements sur les dépenses en immobilisations, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

## Acquisitions et dessaisissements

En 2009, les activités liées aux acquisitions et aux dessaisissements ont dégagé un produit net de 206 M\$ du fait de divers dessaisissements, notamment la vente des actifs liés au pétrole lourd de Senlac, une opération d'amodiation et une acquisition de moindre importance.

En 2009, nos acquisitions et dessaisissements ont également inclus un swap de biens aux termes duquel nous avons acquis des terrains bitumineux stratégiques à Narrows Lake en échange de certains terrains non essentiels.

## FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Afin de déterminer les fonds pouvant être affectés aux activités de financement et aux activités d'investissement, notamment les versements de dividendes, la société utilise les flux de trésorerie disponibles, une mesure hors PCGR, qui correspond à l'excédent des flux de trésorerie par rapport aux dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions et des dessaisissements. Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR définie à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

En 2009, les flux de trésorerie disponibles de la société se sont établis à 580 M\$, soit une baisse de 462 M\$ par rapport aux flux de trésorerie disponibles de 2008 qui se chiffraient à 1 042 M\$ (2 061 M\$ en 2007), surtout en raison du repli des flux de trésorerie, atténué par la compression des dépenses en immobilisations pour l'exercice. D'autres raisons expliquant le recul du total des flux de trésorerie et des dépenses en immobilisations sont analysées aux rubriques « Flux de trésorerie », « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Flux de trésorerie	2 472 \$	3 088 \$	3 536 \$
Dépenses en immobilisations	1 892	2 046	1 475
Flux de trésorerie disponibles	580 \$	1 042 \$	2 061 \$

## TAUX DE CHANGE

Comme indiqué à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion, la moyenne du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien en 2009 a été inférieure à la moyenne de 2008 et à celle de 2007. Le tableau ci-dessous résume l'incidence de la baisse du taux de change sur les montants présentés comparativement aux exercices antérieurs.

	2009	2008	2007
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,876 \$	0,938 \$	0,930 \$
Variation en dollars par rapport à l'exercice précédent	(0,062) \$	0,008 \$	0,048 \$
Variation en pourcentage par rapport à l'exercice précédent	-7 %	1 %	5 %
(en millions de dollars)			
Augmentation (diminution) des éléments suivants :			
Dépenses en immobilisations	(82) \$	(12) \$	80 \$
Charges d'exploitation	(46)	7	40
Frais d'administration	(9)	1	6
Charge d'amortissement et d'épuisement	(82)	13	73

Le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien s'est raffermi, le cours au comptant étant passé de 0,824 \$ le 31 décembre 2008 à 0,955 \$ le 31 décembre 2009. Cette progression de 0,131 \$ a entraîné un écart de conversion de 2,0 G\$, après impôts, pour 2009, et a amplifié le résultat étendu. Étant donné l'affaiblissement du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, qui est passé de 1,007 \$ au 31 décembre 2007 à 0,824 \$ au 31 décembre 2008, l'écart de conversion pour 2008 a comprimé le résultat étendu de 2,2 G\$, après impôts.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### Volumes de production de pétrole brut et de LGN

	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Pétrole brut (b/j)					
Foster Creek	36 654	41 %	25 947	7 %	24 262
Christina Lake	6 527	54 %	4 236	66 %	2 552
Weyburn	14 948	7 %	14 031	-5 %	14 771
Pelican Lake	20 105	-9 %	21 975	-5 %	23 253
Sud de l'Alberta	22 406	-7 %	24 153	-10 %	26 776
Activités pétrolières intégrées – autres	2 553	-6 %	2 729	2 %	2 688
Plaines canadiennes – autres	5 405	-10 %	5 998	-2 %	6 139
LGN (b/j)	1 186	- %	1 181	-6 %	1 260
	109 784	10 %	100 250	-1 %	101 701

Les volumes de production à Foster Creek et à Christina Lake ont augmenté en 2009 en raison de la mise en service et de l'accélération des nouvelles phases d'expansion à chacun de ces biens, facteur légèrement atténué par la hausse des taux de redevances du fait de l'entrée en vigueur, le 1<sup>er</sup> janvier 2009, du nouveau régime de redevances de l'Alberta, lequel a réduit les volumes de production. La production à Weyburn en 2009 s'est accrue par rapport à 2008 en raison de l'optimisation des puits et de la baisse des redevances. Le repli de la production à Pelican Lake en 2009 est attribuable à des baisses de rendement normales et à une rotation d'installations prévue, facteurs en partie contrebalancés par la réduction des problèmes opérationnels à l'usine. La production de pétrole brut en provenance du sud de l'Alberta a chuté en 2009 comparativement à 2008 en raison des baisses normales prévues, lesquelles ont été atténuées par le fléchissement des taux de redevances et la production issue de nouveaux puits.

## Volumes de production de gaz naturel

Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Sud de l'Alberta	739	-8 %	800	-4 %	832
Plaines canadiennes – autres	36	-14 %	42	-2 %	43
Activités pétrolières intégrées – autres	49	-22 %	63	-31 %	91
	<b>824</b>	<b>-9 %</b>	<b>905</b>	<b>-6 %</b>	<b>966</b>

Le recul de la production de gaz naturel provenant du sud de l'Alberta en 2009 comparativement à 2008 est attribuable à la baisse de rendement normale et aux limites imposées à la capacité en raison du fléchissement des prix de marchandises. Ces diminutions de production ont été atténuées par la légère réduction des taux de redevances, en raison des prix à la baisse.

## Prix net lié à l'exploitation

	2009		2008		2007	
	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )
Prix	50,87 \$	3,60 \$	74,00 \$	7,76 \$	46,69 \$	6,08 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,62	0,04	1,08	0,11	0,76	0,10
Transport et vente	1,55	0,14	1,71	0,24	1,72	0,27
Exploitation	10,41	0,76	11,59	0,84	10,27	0,74
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	38,29	2,66	59,62	6,57	33,94	4,97
Gain (perte) de couverture réalisé	0,98	3,22	(6,07)	(0,30)	(3,40)	0,75
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	<b>39,27 \$</b>	<b>5,88 \$</b>	<b>53,55 \$</b>	<b>6,27 \$</b>	<b>30,54 \$</b>	<b>5,72 \$</b>

La moyenne du prix net lié à l'exploitation pour les liquides et le gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture réalisées) a été inférieure en 2009, principalement en raison du fléchissement des prix moyens pour l'exercice, ce qui concorde avec la réduction des prix de référence.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, Cenovus a réduit le risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises. En 2009, ce programme a accru de 0,98 \$ le baril de liquides et de 3,22 \$ le kpi<sup>3</sup> de gaz naturel. De plus amples renseignements sur ce programme figurent à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## RÉSULTATS DES DIVISIONS

Le secteur Amont Canada comprend les activités en amont de la division Activités pétrolières intégrées et de la division Plaines canadiennes. Le secteur Raffinage en aval comprend les activités de raffinage en aval de la division Activités pétrolières intégrées.

## DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

Cenovus est associée à 50 % avec ConocoPhillips dans une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord, qui est composée d'une entité en amont et d'une entité en aval. L'entité en amont est composée des biens pétroliers de Foster Creek et de Christina Lake, dans le nord-est de l'Alberta, tandis que l'entité en aval est composée des raffineries Wood River (Illinois) et Borger (Texas) aux États-Unis.

### FOSTER CREEK ET CHRISTINA LAKE

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	1 165 \$	1 184 \$	781 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	37	(67)	(43)
Charges			
Transport et vente	430	526	366
Exploitation	176	170	159
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	596 \$	421 \$	213 \$

#### Volumes de production

Pétrole brut lourd (b/j)	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Foster Creek	36 654	41 %	25 947	7 %	24 262
Christina Lake	6 527	54 %	4 236	66 %	2 552
	43 181	43 %	30 183	13 %	26 814

#### Variation des produits

(en millions de dollars)	Produits, déduction faite des redevances, en 2008	Prix <sup>1)</sup>	Variation des produits relative aux éléments suivants : Volume	Autre <sup>2)</sup>	Produits, déduction faite des redevances, en 2009
Foster Creek et Christina Lake	1 117 \$	(94) \$	286 \$	(107) \$	1 202 \$

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

2) Les produits en dollars comprennent la valeur des condensats vendus pour le mélange avec le bitume. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de vente.

Les produits, déduction faite des redevances, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, ont fléchi de 19 M\$ en 2009, comparativement à 2008, en raison de la baisse des prix moyens du pétrole brut atténuée par l'augmentation de 43 % de la production de pétrole brut. En 2009, les activités de couverture ont permis de réaliser un gain de 37 M\$, ou 2,35 \$ le baril, contre une perte de 67 M\$, ou 6,11 \$ le baril, en 2008 (perte de 43 M\$, ou 3,88 \$ le baril en 2007).

Le prix de vente moyen de pétrole brut de la société a glissé de 20 % pour s'établir à 49,71 \$ le baril en 2009 par rapport à 62,44 \$ le baril en 2008, essentiellement en raison de l'effritement de 38 % des prix moyens du WTI au cours de l'exercice, qui a été quelque peu atténué par le rétrécissement de l'écart avec le WCS.

La production de Foster Creek a crû de 41 % en 2009 comparativement à 2008 en raison de la production issue des travaux d'expansion de la phase C et de la phase D/E, ainsi que de la production supplémentaire issue de puits de coin, facteurs légèrement atténués par la hausse des taux de redevances. La production provenant de la phase C a atteint une capacité de 60 000 b/j au troisième trimestre de 2008. La production provenant de l'expansion de la phase D/E a commencé vers la fin du premier trimestre de 2009 et a continué de s'accélérer tout au long de l'exercice.

La production à Christina Lake a augmenté de 54 % en 2009 comparativement à 2008 du fait de l'expansion de la phase B, dont la production a démarré au deuxième trimestre de 2008, facteur légèrement atténué par la hausse des taux de redevances en 2009.

Les frais de transport et de vente se composent principalement de frais liés aux condensats, puisque le mélange des condensats avec le bitume permet le transport du produit. En 2009, les volumes de condensats se sont accrus en raison de l'augmentation de la production susmentionnée, facteur contrebalancé par une baisse de 45 % du prix moyen des condensats servant au mélange. Ce facteur a provoqué la diminution des frais de transport et de vente qui, de 526 M\$ en 2008, sont passés à 430 M\$ en 2009 (366 M\$ en 2007).

Les charges d'exploitation en 2009 ont augmenté légèrement pour s'établir à 176 M\$ comparativement à 170 M\$ en 2008, en raison de l'accroissement notable des volumes ainsi que des travaux supplémentaires de réparation et de maintenance et de la rotation prévue à Christina Lake à l'automne 2009. La hausse des charges d'exploitation a été atténuée par deux facteurs : la baisse des coûts de carburant attribuable à l'effritement des prix du gaz naturel, et la progression des volumes de production de gaz naturel d'Athabasca que Foster Creek utilise à l'interne, réduisant d'autant la quantité de carburant à acheter sur le marché.

## RAFFINAGE EN AVAL

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Produits	5 280 \$	9 011 \$	7 315 \$
Charges			
Exploitation	453	492	428
Produits achetés	4 517	8 760	5 813
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	310 \$	(241) \$	1 074 \$

### Exploitation des raffineries<sup>1)</sup>

	2009	2008	2007
Capacité liée au pétrole brut ( <i>milliers de barils par jour ou « kb/j »</i> )	452	452	452
Production de pétrole brut ( <i>kb/j</i> )	394	423	432
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	87	93	96
Produits raffinés ( <i>kb/j</i> )	417	448	457

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger.

À pleine capacité, les raffineries de la société ont une capacité actuelle d'environ 452 000 b/j de pétrole brut et d'environ 45 000 b/j de LGN. En outre, elles disposent d'une capacité de traitement leur permettant de raffiner environ 145 000 b/j de pétrole brut lourd, soit environ 70 000 b/j d'équivalent bitume. À l'achèvement du projet CORE de Wood River en 2011, la société s'attend à pouvoir raffiner environ 275 000 b/j de pétrole brut lourd (à pleine capacité), soit environ 150 000 b/j d'équivalent bitume, essentiellement en carburant de transport.

En 2009, les raffineries de la société ont fonctionné en moyenne à 87 % de leur capacité comparativement à 93 % en 2008. Le taux d'utilisation a été inférieur en 2009 largement du fait de l'optimisation des raffineries en fonction de l'affaiblissement des marges de craquage du marché, de l'accroissement du nombre de rotations à Wood River afin de faire progresser le projet CORE et de travaux de maintenance imprévus aux deux raffineries.

Les produits se sont effrités de 41 % et les produits achetés ont reculé de 48 % en 2009, ce qui concorde avec la baisse des prix du pétrole brut. Les produits achetés, qui se composent en majeure partie de pétrole brut, représentaient 91 % du total des frais en 2009, comparativement à 95 % en 2008. Les charges d'exploitation, qui se composent surtout des frais liés à la main-d'œuvre, aux services publics et à l'approvisionnement, ont régressé de 8 % en 2009, en raison de la baisse des prix de l'électricité et du gaz combustible que consomment les raffineries.

Par rapport à 2008, les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont augmenté de 551 M\$ en 2009, principalement du fait de la baisse des coûts des produits achetés qui a plus que compensé celle des ventes de produits raffinés. L'accroissement a été partiellement atténué par le recul du taux d'utilisation des raffineries.

## DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – AUTRES BIENS

La division Activités pétrolières intégrées gère également les activités liées au gaz naturel en propriété exclusive de la société à Athabasca. En 2009, les volumes de production de gaz naturel issus d'Athabasca ont baissé pour s'établir à 49 Mpi<sup>3</sup>/j (63 Mpi<sup>3</sup>/j en 2008 et 91 Mpi<sup>3</sup>/j en 2007), largement en raison de l'utilisation accrue de gaz naturel comme combustible à Foster Creek ainsi que des baisses normales.

En novembre 2009, la société a vendu les actifs liés au pétrole lourd de Senlac pour un produit d'environ 83 M\$. Avant le dessaisissement, la production de Senlac s'établissait à 2 553 b/j en 2009 contre 2 729 b/j en 2008 (2 688 b/j en 2007).

## DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Activités en amont	476 \$	644 \$	450 \$
Raffinage en aval	907	478	220
Division Activités pétrolières intégrées – total	1 383 \$	1 122 \$	670 \$

Les dépenses en immobilisations liées aux activités en amont de la société en 2009 étaient axées essentiellement sur la mise en valeur continue des prochaines phases des biens Foster Creek et Christina Lake. Les dépenses en immobilisations ont fléchi en 2009 en raison de la baisse des coûts de forage, attribuable à la réduction du nombre de puits d'essais stratigraphiques forés à Foster Creek, à Christina Lake et à Borealis, ainsi que de la contraction du taux de change. La société compte actuellement accroître la capacité de production à Foster Creek et à Christina Lake pour la porter à environ 218 000 b/j de bitume, par l'achèvement de la phase C de Christina Lake en 2011 et de la phase D en 2013. La société a décidé d'accélérer la réalisation de la phase D de Christina Lake, pour devancer le démarrage d'environ six mois.

Les dépenses en immobilisations liées au raffinage en aval de la société en 2009 sont demeurées axées sur le projet CORE à la raffinerie Wood River, comme en témoigne la hausse significative des dépenses en immobilisations, qui sont passées de 478 M\$ en 2008 à 907 M\$ en 2009 (220 M\$ en 2007). Le projet CORE devrait coûter environ 1,8 G\$ (quote-part nette de Cenovus), l'achèvement et le démarrage de 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, 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. Au 31 décembre 2009, l'état d'avancement de la construction du projet CORE est d'environ 71 %; le projet respecte toujours l'échéancier et le budget.

## DIVISION PLAINES CANADIENNES

### Pétrole brut et LGN

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	1 371 \$	2 256 \$	1 540 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	2	(150)	(87)
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	24	38	29
Transport et vente	179	321	263
Exploitation	229	239	215
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	941 \$	1 508 \$	946 \$

## Volumes de production

	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Pétrole lourd (b/j)					
Pelican Lake	20 105	-9 %	21 975	-5 %	23 253
Sud de l'Alberta	12 038	-8 %	13 054	-16 %	15 530
Pétrole léger et moyen (b/j)					
Weyburn	14 948	7 %	14 031	-5 %	14 771
Sud de l'Alberta	10 368	-7 %	11 099	-1 %	11 246
Autres	5 405	-10 %	5 998	-2 %	6 139
LGN (b/j)	1 186	0 %	1 181	-6 %	1 260

## Variation des produits

(en millions de dollars)	Produits, déduction faite des redevances, en 2008	Variation des produits relative aux éléments suivants :		Produits, déduction faite des redevances, en 2009	
		Prix <sup>1)</sup>	Volume		Autre <sup>2)</sup>
Plaines canadiennes	2 106 \$	(501) \$	(104) \$	(128) \$	1 373 \$

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

2) Les produits en dollars présentés comprennent la valeur des condensats vendus pour le mélange avec le pétrole lourd. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de vente.

Les produits liés au pétrole brut et aux LGN, déduction faite des redevances et compte non tenu des opérations de couverture réalisées, ont reculé de 885 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison du repli des prix des marchandises et de l'effritement des volumes de production.

Le prix de vente moyen du pétrole brut, compte non tenu des opérations de couverture, a chuté de 35 %, pour atteindre 51,80 \$ le baril en 2009, par rapport à 79,09 \$ le baril en 2008, baisse qui concorde avec les variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS. En 2009, les gains totaux réalisés sur les couvertures du prix du pétrole brut et des LGN se sont chiffrés à 2 M\$, ou 0,10 \$ le baril, comparativement à des pertes de 150 M\$, ou 6,02 \$ le baril, en 2008 (perte de 87 M\$, ou 3,32 \$ le baril, en 2007).

En 2009, les volumes de production à Weyburn ont augmenté de 7 % par rapport à ceux de 2008, surtout en raison de l'optimisation des puits et de la contraction des taux de redevances, facteurs atténués par les baisses normales. À Pelican Lake, les volumes en 2009 ont reculé de 9 % sur ceux de 2008, du fait des baisses normales et d'une rotation prévue, facteurs en partie contrebalancés par la diminution du temps d'arrêt à l'usine. La production de pétrole tirée du sud de l'Alberta a glissé de 8 % par rapport à 2008, ce qui s'explique essentiellement par les baisses normales prévues qui ont été en partie contrebalancées par la production tirée de nouveaux puits.

La charge au titre de la taxe à la production et des impôts miniers s'est établie à 24 M\$ en 2009, soit une diminution par rapport au montant de 38 M\$ inscrit en 2008 (29 M\$ en 2007), ce qui concorde avec l'effritement des prix du pétrole brut.

Les frais de transport et de vente ont atteint 179 M\$ en 2009, soit une diminution par rapport au montant de 321 M\$ inscrit en 2008 (263 M\$ en 2007), en raison du repli de 39 % des prix moyens des condensats servant au mélange avec le pétrole lourd et de la contraction de 9 % du volume des condensats.

En 2009, les charges d'exploitation ont glissé pour s'établir à 229 M\$, contre 239 M\$ en 2008 (215 M\$ en 2007), en raison surtout de la contraction du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et de la diminution des activités de reconditionnement, en partie contrebalancées par la progression de l'utilisation de produits chimiques et la hausse des coûts d'électricité. Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz naturel.

## Gaz naturel

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	1 022 \$	2 392 \$	1 946 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	880	(91)	240
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	13	36	34
Transport et vente	39	71	82
Exploitation	210	241	221
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 640 \$	1 953 \$	1 849 \$

### Volumes de production

	2009	Variation entre 2009 et 2008	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)					
Sud de l'Alberta	739	-8 %	800	-4 %	832
Autres	36	-14 %	42	-2 %	43
	775		842		875

### Variation des produits

(en millions de dollars)	Produits, déduction faite des redevances, en 2008	Variation des produits relative aux éléments suivants :	Produits, déduction faite des redevances, en 2009
		Prix <sup>1)</sup> Volume	
Plaines canadiennes	2 301 \$	(210) \$      (189) \$	1 902 \$

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

Les produits tirés du gaz naturel, déduction faite des redevances, à l'exclusion des opérations de couverture réalisées, ont glissé de 1 370 M\$ en 2009 comparativement à 2008, largement du fait de la baisse des prix du gaz naturel ainsi que du fléchissement des volumes de production. Les prix moyens du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, sont passés de 7,77 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2008 à 3,62 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2009, repli qui concorde avec celui du prix de référence AECO. En 2009, la société a réalisé un gain de couverture de 880 M\$ (3,11 \$ le kpi<sup>3</sup>) contre une perte de 91 M\$ (0,29 \$ le kpi<sup>3</sup>) en 2008 (gain de 240 M\$, ou 0,75 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2007).

Les volumes de production provenant du sud de l'Alberta ont chuté de 8 % en 2009 comparativement à 2008, ce qui s'explique par les baisses normales prévues et la diminution des activités de forage et d'ajout de puits attribuable au recul des prix des marchandises, facteurs atténués par la contraction des taux de redevances.

La charge au titre de la taxe à la production et des impôts miniers s'est établie à 13 M\$ en 2009, soit une baisse par rapport au montant de 36 M\$ constaté en 2008 (34 M\$ en 2007), surtout du fait du repli des prix du gaz naturel et de la contraction des volumes de production.

Les frais de transport et de vente se sont chiffrés à 39 M\$ en 2009, soit une baisse par rapport au montant de 71 M\$ inscrit en 2008 (82 M\$ en 2007), du fait de la réduction des volumes expédiés dans l'est du Canada et l'est des États-Unis ainsi que de la contraction du taux de change.

Les charges d'exploitation sont passées de 241 M\$ en 2008 à 210 M\$ en 2009 (221 M\$ en 2007), du fait surtout de la contraction des taux de change ainsi que de la diminution des activités de réparation, de maintenance et de reconditionnement.



## Plaines canadiennes – Autres

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture	<b>868 \$</b>	1 137 \$	1 824 \$
Charges			
Transport et vente	-	-	10
Exploitation	<b>18</b>	22	23
Produits achetés	<b>832</b>	1 101	1 751
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<b>18 \$</b>	14 \$	40 \$

La division Plaines canadiennes commercialise la totalité du pétrole brut et du gaz naturel de la société, notamment par l'achat et la vente de produits de tiers, ce qui procure une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, à la qualité des produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Le fléchissement des produits et des coûts des produits achetés en 2009 par rapport à 2008 concorde avec la régression des prix moyens du marché en 2009. Les résultats de la division Plaines canadiennes – Autres comprennent également un montant peu élevé au titre des produits tirés des frais de traitement liés à des tiers.

### Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes en 2009 se sont chiffrées à 478 M\$ (872 M\$ en 2008 et 795 M\$ en 2007). Le recul de 394 M\$ par rapport à 2008 s'explique essentiellement par la décision de la direction de réduire les dépenses en immobilisations du fait du repli des prix des marchandises en 2009. Cette réduction est attribuable en grande partie à la diminution des forages liés au gaz naturel et des activités d'achèvement et d'ajout de nouveaux puits, ainsi qu'à la contraction du taux de change et la minoration des dépenses liées à l'acquisition de terrains, facteurs atténués par l'accroissement des activités de forage liées au pétrole brut lourd. La division Plaines canadiennes a foré 614 puits nets en 2009, contre 1 476 puits nets en 2008 (2 264 puits nets en 2007).

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Produits	<b>(738) \$</b>	576 \$	(437) \$
Charges			
Exploitation	<b>30</b>	(11)	(2)
Produits achetés	<b>(99)</b>	(151)	(88)
Amortissement et épuisement	<b>50</b>	23	45
Frais généraux et frais d'administration	<b>188</b>	167	145
Intérêts débiteurs, montant net	<b>218</b>	218	187
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>39</b>	39	28
Perte (gain) de change, montant net	<b>290</b>	(250)	380
(Gain) perte au titre de dessaisissements	<b>(2)</b>	3	4
Bénéfice sectoriel (perte)	<b>(1 452) \$</b>	538 \$	(1 136) \$

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les produits qui représentent des gains ou des pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises. Le secteur comprend également les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites au prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre les résultats intersectoriels non réalisés imputés aux stocks. Les charges d'exploitation sont liées principalement à des gains et des pertes évalués à la valeur de marché sur des contrats d'achat 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.

Les frais généraux et les frais d'administration ont augmenté de 21 M\$ en 2009 par rapport à 2008, essentiellement en raison de la hausse des charges de rémunération à long terme attribuable à l'augmentation du cours de l'action et aux coûts liés à la constitution de Cenovus, facteurs atténués par le fléchissement du taux de change.

En 2009, les intérêts débiteurs se sont élevés à 218 M\$, soit le même montant qu'en 2008 (187 M\$ en 2007), surtout du fait que l'encours moyen de la dette et les taux d'intérêt n'ont pas varié de 2008 à 2009. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus au 31 décembre 2009 s'est chiffré à 5,8 %, contre 5,5 % pour 2008.

La société a inscrit une perte de change de 290 M\$ en 2009, contre un gain de 250 M\$ en 2008 (perte de 380 M\$ en 2007), dont la majeure partie était latente. L'exposition de la société à des gains et à des pertes de change a trait surtout à l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains ainsi qu'à la dette libellée en dollars américains émise au Canada. Le raffermissement du dollar canadien en 2009 a entraîné des pertes latentes à l'égard de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, lesquelles ont été atténuées par des gains latents sur la dette libellé en dollars américains. Cenovus a également inscrit une perte de change latente de 107 M\$ au cours de l'exercice relativement à la conversion des actifs et passifs liés à la gestion des risques en dollars américains, contre un gain latent de 2 M\$ en 2008 (perte latente de 34 M\$ en 2007). La perte subie en 2009 était en outre partiellement attribuable au regain du dollar canadien au cours de l'exercice.

## Amortissement et épuisement

En 2009, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 1 343 M\$ contre 1 318 M\$ en 2008 (1 426 M\$ en 2007). Cenovus utilise la capitalisation du coût entier à l'égard de ses activités pétrolières et gazières en amont, et elle calcule la charge d'amortissement et d'épuisement par pays et par centre de coûts. La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont s'est établie à 1 101 M\$ en 2009, ce qui concorde avec la charge d'amortissement et d'épuisement de 1 107 M\$ constatée en 2008 (1 222 M\$ en 2007), du fait de la progression du taux d'amortissement et d'épuisement contrebalancée par le glissement du taux de change ainsi que le faible recul des volumes de production. En 2009, la charge d'amortissement et d'épuisement à l'égard des actifs de raffinage en aval s'est établie à 192 M\$, ce qui concorde avec la charge d'amortissement et d'épuisement de 188 M\$ en 2008 (159 M\$ en 2007). La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations s'est chiffrée à 50 M\$ en 2009 contre 23 M\$ en 2008 (45 M\$ en 2007).

## Impôts sur les bénéfices

La charge d'impôts sur les bénéfices en 2009 a totalisé 302 M\$, soit 423 M\$ de moins qu'en 2008, largement en raison du fléchissement du bénéfice avant impôts. La charge d'impôts à payer en 2009 s'est chiffrée à 853 M\$ contre 340 M\$ en 2008, la hausse étant largement le fait du devancement de l'exigibilité découlant de la dissolution de la coentreprise pétrolière et gazière canadienne d'EnCana dans le cadre de l'arrangement, ainsi que de la réalisation d'importants gains de couverture en 2009. Le devancement de l'exigibilité des impôts à payer a été atténué par une économie à l'égard d'impôts futurs qui auraient été payés en 2010. La charge d'impôts à payer pour les trois exercices correspond essentiellement à l'attribution du passif fiscal d'EnCana sur une base détachée, dont la quote-part de la société a été réglée dans le cadre de l'arrangement. Par conséquent, Cenovus n'a aucun impôt payable au 31 décembre 2009.

En 2009, la société a constaté une économie d'impôts futurs de 551 M\$ comparativement à une charge de 385 M\$ en 2008. Le montant net de cette importante économie d'impôts en 2009 est attribuable à la reprise de la charge d'impôts futurs qui atténue le devancement de l'exigibilité des impôts à payer à l'égard des revenus de la coentreprise susmentionnée, comme indiqué ci-dessus, ainsi que les gains de couverture latents évalués à la valeur de marché pour 2008.

En 2009, le taux d'imposition effectif de la société s'est établi à 31,8 % contre 23,4 % en 2008. Cette hausse est en grande partie attribuable à la provision d'impôts futurs à l'égard des gains de change latents ainsi qu'à divers écarts de taux.

Des renseignements supplémentaires concernant le taux d'imposition effectif de Cenovus figurent aux notes afférentes aux états financiers consolidés. Le taux d'imposition effectif de Cenovus pour une année donnée est fonction de la relation entre le total de la provision pour impôts et les résultats 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 des écarts entre la provision pour impôts et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

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

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

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

La volatilité des prix des marchandises a une incidence considérable sur le bénéfice net. En vue de gérer cette volatilité, 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 d'une période à l'autre sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. Le tableau ci-après présente le sommaire des gains et pertes latents évalués à la valeur de marché pour chaque exercice indiqué. Des renseignements complémentaires concernant les contrats d'instruments financiers figurent aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Produits			
Pétrole brut	(98) \$	212 \$	(161) \$
Gaz naturel	(541)	515	(188)
	(639)	727	(349)
Charges	28	(7)	(1)
	(667)	734	(348)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(194)	215	(104)
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	(473) \$	519 \$	(244) \$

## INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009				2008			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits, déduction faite des redevances	2 835 \$	2 714 \$	2 429 \$	2 162 \$	3 207 \$	5 533 \$	4 381 \$	3 438 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>1)</sup>	909	1 032	1 008	746	101	1 133	1 518	1 098
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	225	841	811	595	(174)	1 123	1 228	911
- par action – après dilution <sup>2)</sup>	0,30	1,12	1,08	0,79	(0,23)	1,50	1,63	1,21
Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup>	152	382	447	331	(123)	611	710	431
- par action – dilué <sup>2)</sup>	0,20	0,51	0,59	0,44	(0,16)	0,81	0,95	0,57
Bénéfice net	24	63	149	412	380	1 299	522	167
- par action – de base <sup>2)</sup>	0,03	0,08	0,20	0,55	0,51	1,73	0,70	0,22
- par action – dilué <sup>2)</sup>	0,03	0,08	0,20	0,55	0,51	1,73	0,70	0,22
Dépenses en immobilisations	481	471	416	524	626	469	435	516
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	(256)	370	395	71	(800)	654	793	395
Dividendes en espèces <sup>3)</sup>	151	-	-	-	-	-	-	-

1) Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport de gestion.

2) Tout montant par action antérieur au 1<sup>er</sup> décembre 2009 a été calculé en fonction des soldes d'actions ordinaires d'EnCana selon les modalités de l'arrangement, aux termes duquel les actionnaires d'EnCana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une action ordinaire de la nouvelle société EnCana.

3) Cenovus a déclaré et versé un dividende de 0,20 \$ par action en décembre 2009. Le dividende de décembre tient compte d'un montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

Les flux de trésorerie de la société au quatrième trimestre de 2009 ont crû de 399 M\$ comparativement au quatrième trimestre de 2008. Les principaux facteurs de cette croissance des flux de trésorerie sont les suivants :

- l'amélioration des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval en 2009 est attribuable au fait que le quatrième trimestre de 2008 s'est senti de la chute de 50 % des prix du pétrole brut comparativement au troisième trimestre de 2008, facteur qui a comprimé notablement la valeur comptable des stocks au 31 décembre 2008 et a fait grimper sensiblement les coûts des produits achetés;
- la hausse des prix de vente moyens des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, qui a atteint 61,08 \$ le baril comparativement à 30,47 \$ le baril en 2008;
- l'amplification de 11 % de la production de pétrole brut et de LGN.

Ces hausses ont été atténuées par les facteurs suivants :

- l'augmentation de 360 M\$ des impôts sur le bénéfice à payer du fait du devancement de l'exigibilité, qui s'est traduit par un solde fiscal nul au 31 décembre 2009, par suite de la dissolution de la coentreprise pétrolière et gazière canadienne d'EnCana dans le cadre de l'arrangement;
- le fléchissement de 30 % des prix de vente moyens du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture;
- la régression de 13 % de la production de gaz naturel.

Le bénéfice net de la société au quatrième trimestre de 2009 s'est établi à 24 M\$, soit 356 M\$ de moins qu'en 2008. Le bénéfice net a augmenté du fait des inducteurs de croissance des flux de trésorerie au quatrième trimestre mais a été comprimé globalement par les facteurs suivants :

- une perte de couverture latente de 143 M\$ comparativement à un gain de 386 M\$ au quatrième trimestre de 2008;
- la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et des frais d'administration ainsi que de la charge d'amortissement et d'épuisement.

## RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

### RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES AUX 31 DÉCEMBRE

Prix constants, déduction faite des redevances	Bitume (millions de barils)			Pétrole brut et LGN <sup>1)</sup> (millions de barils)			Gaz naturel (milliards de pieds cubes)		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Réserves prouvées	<b>719</b>	668	596	<b>232</b>	241	231	<b>1 474</b>	1 855	2 019
Réserves probables	<b>403</b>	624	537	<b>127</b>	136	119	<b>405</b>	522	569

1) Le pétrole brut et les LGN comprennent les condensats.

La totalité des réserves de bitume, de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel de Cenovus est située au Canada. Chaque année, Cenovus retient les services d'experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves et leur demande de préparer des rapports pour l'ensemble de ses réserves. Cenovus a un comité d'évaluation des réserves, formé de membres indépendants du conseil d'administration, qui étudie les compétences et la nomination des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. Le comité d'évaluation des réserves examine en outre la procédure suivie pour la communication des informations aux experts. La communication par Cenovus des données relatives aux réserves est prescrite par le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, modifié par un document de décision daté du 20 octobre 2009, qui permet l'adoption des normes d'information des États-Unis, y compris le respect des pratiques et procédures de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») et du Financial Accounting Standards Board (« FASB ») en matière de communication de l'information.

À compter du 31 décembre 2009, la SEC oblige les entreprises à déterminer leurs réserves de pétrole et de gaz à l'aide d'un prix moyen établi à partir de la période précédente de 12 mois, au lieu des prix en fin d'exercice. Désormais, la SEC permet aussi aux entreprises de communiquer leurs réserves probables et possibles dans les documents qu'elles déposent auprès de celle-ci.

## RAPPROCHEMENT AVEC LES RÉSERVES PROUVÉES

Prix constants, déduction faite des redevances Au 31 décembre 2009	Bitume (millions de barils)	Pétrole brut et LGN <sup>1)</sup> (millions de barils)	Gaz naturel (milliards de pieds cubes)
Début de l'exercice	668	241	1 855
Révisions et amélioration de la récupération	(88)	8	(128)
Extensions et découvertes	160	6	50
Dessaisissements	(4)	-	(2)
Production	(17)	(23)	(301)
<b>Fin de l'exercice</b>	<b>719</b>	<b>232</b>	<b>1 474</b>

1) Le pétrole brut et les LGN comprennent les condensats.

En 2009, les extensions et découvertes liées aux réserves de bitume se sont établies à environ 160 millions de barils, principalement du fait que la poursuite de la phase D de Christina Lake a été approuvée. La hausse a été atténuée par des révisions à la baisse représentant environ 88 millions de barils en raison de l'augmentation des taux de redevances attribuable à la hausse du prix du WTI. En outre, aux termes du nouveau régime de redevances de l'Alberta, selon lequel les redevances sont calculées selon une échelle mobile en fonction du prix du bitume, lorsque les prix oscillent entre 55 \$ CA le baril et 120 \$ CA le baril, les taux de redevances avant le stade du versement varient de 1 % à 9 % des produits bruts. Lorsqu'un projet atteint le stade du versement, les redevances se fondent sur le plus élevé des montants suivants : 1 % à 9 % des produits bruts du projet ou 25 % à 40 % des produits nets. Les réserves de pétrole brut et de LGN de la société ont reculé d'environ 4 % en glissement annuel, étant donné que les révisions globales et l'amélioration de la récupération, outre les extensions et les découvertes, n'ont pas entièrement compensé la production de la société. Les révisions à la baisse des réserves de gaz naturel de Cenovus se chiffraient à environ 128 milliards de pieds cubes, du fait essentiellement du repli des prix du gaz naturel.

On trouvera de plus amples renseignements sur les réserves de pétrole et de gaz de la société dans sa notice annuelle de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 qui peut être consultée à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou sur le site Web de Cenovus à [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET RESSOURCES EN CAPITAL

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	3 496 \$	2 687 \$	3 014 \$
Activités d'investissement	(1 780)	(1 964)	(1 533)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	1 716	723	1 481
Activités de financement	(1 730)	(852)	(1 292)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	9	(20)	7
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(5) \$	(149) \$	196 \$

## ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

En 2009, le montant net des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a progressé pour s'établir à 3 496 M\$ par rapport à 2 687 M\$ en 2008 (3 014 M\$ en 2007). Les flux de trésorerie se sont élevés à 2 472 M\$ en 2009 contre 3 088 M\$ en 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation la variation nette des autres actifs et passifs et la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, surtout du fait de l'augmentation des stocks, des comptes débiteurs et des produits à recevoir, ainsi que des impôts à payer, facteurs atténués par la hausse des comptes créditeurs et des charges à payer.

Compte non tenu de l'incidence des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques, Cenovus avait un fonds de roulement de 457 M\$ au 31 décembre 2009 contre un fonds de roulement négatif de 191 M\$ au 31 décembre 2008. Cenovus prévoit qu'elle continuera de respecter les conditions de paiement de ses fournisseurs.

## ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2009 a baissé pour s'établir à 1 780 M\$ par rapport à 1 964 M\$ en 2008. Les dépenses en immobilisations ont diminué en 2009 pour se chiffrer à 1 895 M\$ contre 2 046 M\$ en 2008. Les dessaisissements ont augmenté de 162 M\$ par rapport à 2008 et ont été largement contrebalancés par l'accroissement des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement découlant des variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les raisons de cette baisse des dépenses en immobilisations sont analysées aux rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

## ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Le 18 septembre 2009, une entité absorbée par Cenovus a réalisé un placement privé de billets de premier rang non garantis d'un capital global de 3,5 G\$ émis en trois tranches, billets 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*. La société a déposé le produit net du placement privé, ainsi que la somme de 151 M\$ dans un compte en mains tierces jusqu'à la réalisation de l'arrangement avec EnCana. À la réalisation de l'arrangement, les fonds ont été libérés et le produit des billets a alors été affecté au paiement de l'effet de 3,5 G\$ payable à EnCana dans le cadre de l'arrangement. Le 30 novembre 2009, les billets sont devenus des obligations directes non garanties de Cenovus.

La société dispose actuellement d'une facilité de crédit non garantie de 2,5 G\$ CA ou son équivalent en dollars américains. Cette facilité de crédit renouvelable consentie par un syndicat bancaire se compose d'une première tranche de 2,0 G\$ CA sur trois ans et d'une seconde tranche de 500 M\$ CA sur 364 jours. Aux termes de cette facilité, la société disposait, au 31 décembre 2009, de 2,3 G\$ (2,4 G\$ CA) et elle respecte actuellement tous ses engagements financiers connexes.

La société a déclaré et versé un dividende de 151 M\$ (0,20 \$ l'action) en décembre 2009. Le dividende de décembre tient compte d'un montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés. Les dividendes futurs seront versés au gré du conseil et seront réexaminés tous les trimestres.

Cenovus a l'intention de conserver une note de crédit de première qualité à l'égard de ses titres de créance de premier rang non garantis. DBRS Limited leur a attribué la note « A (bas) » avec perspectives stables, Standard & Poor's Corporation leur a attribué la note BBB+ avec perspectives stables et Moody's Investors Service Inc., la note Baa2 avec perspectives stables.

Au 31 décembre 2008, la dette à court terme et à long terme de Cenovus correspondait à sa quote-part de la dette à court terme et à long terme consolidée d'EnCana. Par conséquent, la dette à long terme présentée dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2008 représentait 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.

Le montant net de la trésorerie affectée aux activités de financement en 2009 s'est établi à 1 730 M\$, notamment 3 468 M\$ au titre du produit net tiré du placement privé des billets, ainsi que le remboursement à EnCana du billet à ordre payable sur demande de 3,5 G\$. Après la réalisation de l'arrangement, Cenovus a versé à EnCana 250 M\$ afin d'ajuster les soldes de trésorerie des deux sociétés au 30 novembre 2009 selon les montants convenus aux termes de l'arrangement. La dette de Cenovus, y compris la partie échéant à moins d'un an, s'établissait à 3 493 M\$ au 31 décembre 2009 contre 3 036 M\$ au 31 décembre 2008.

## RATIOS FINANCIERS

	2009	2008	2007
Ratio dette/capitaux permanents	28 %	28 %	32 %
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,2 x	0,7 x	1,0 x

Cenovus assure le suivi de sa structure du capital et de ses besoins de financement à court terme en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les capitaux permanents, mesure hors PCGR, correspondent à la dette à long terme, y compris la partie échéant à moins d'un an, majorée des capitaux propres. Le BAIIA ajusté pour les 12 derniers mois, mesure hors PCGR, correspond au bénéfice ajusté avant les intérêts, les impôts sur les bénéfices, l'amortissement et l'épuisement ainsi que les gains et pertes de change. Ces ratios permettent de contrôler la structure du capital de la société. La dette s'entend des parties à court terme et à long terme de la dette à long terme.

Cenovus vise un ratio dette nette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 fois à 2,0 fois.

## DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

(en millions)	2009
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'arrangement	751,3
Actions en circulation à la fin de l'exercice	751,3

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires (les « actions ordinaires ») et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée de premier ou de second rang n'était en circulation au 31 décembre 2009.

Aux termes de l'arrangement, chaque actionnaire d'EnCana a reçu une nouvelle action ordinaire d'EnCana (toujours représentée par les certificats d'actions ordinaires d'EnCana en circulation avant la prise d'effet de l'arrangement) et une action ordinaire de Cenovus par action ordinaire d'EnCana qu'il détenait. Au total, 751 273 307 actions ordinaires ont été émises dans le cadre de l'arrangement.

Aux termes du régime d'options sur actions des employés de Cenovus, le conseil peut, à l'occasion, attribuer à des salariés de Cenovus et de ses filiales des options sur actions visant l'achat d'actions ordinaires de la société. Le prix d'exercice des options avoisine le cours des actions ordinaires à la date d'attribution des options. Au 31 décembre 2009, les options de la société peuvent être exercées à raison de 30 % du nombre d'options attribuées après un an et d'une autre tranche de 30 % après deux ans. Les options peuvent être exercées en totalité après trois ans et viennent à échéance cinq ans après la date d'attribution. Les options sur actions attribuées comportent un droit à la plus-value des actions jumelé (« DPVA jumelé ») qui confère aux salariés le droit de recevoir un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires de Cenovus sur le prix d'exercice de leurs options sur actions en échange du rachat de leurs options sur actions. Une tranche des DPVA jumelés est assortie d'une condition d'acquisition supplémentaire en fonction de l'atteinte par Cenovus d'objectifs de rendement établis compte tenu de mesures clés déterminées à l'avance. Les DPVA jumelés liés au rendement qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. L'exercice d'un DPVA jumelé en contrepartie d'un versement en espèces n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par la société et n'a donc aucun effet dilutif.

Conformément à l'arrangement avec EnCana, chaque porteur de DPVA jumelé et d'options sur actions d'EnCana a aliéné une partie de son droit, d'une part, en faveur de Cenovus en échange de droits de remplacement de Cenovus et, d'autre part, en faveur d'EnCana en échange de droits de remplacement d'EnCana. Les modalités et conditions des droits de remplacement de Cenovus sont analogues à celles des droits d'EnCana initiaux, lesquelles sont également analogues aux modalités et conditions des DPVA jumelés et des options sur actions de Cenovus. Le prix d'exercice initial des droits d'EnCana a été réparti entre les droits de remplacement de Cenovus et les droits de remplacement d'EnCana en fonction du cours moyen pondéré de l'action ordinaire de Cenovus par rapport à celui de l'action ordinaire d'EnCana à la Bourse de Toronto le 2 décembre 2009.

Au 31 décembre 2009, les salariés de Cenovus détenaient environ 16 millions de DPVA jumelés de Cenovus, dont 6 millions pouvaient être exercés.

Au 31 décembre 2009, les salariés d'EnCana détenaient environ 23 millions de DPVA jumelés de Cenovus, dont 10 millions pouvaient être exercés. EnCana est tenue de rembourser à Cenovus les versements en espèces aux salariés d'EnCana au titre des DPVA jumelés de Cenovus qu'ils détiennent. Aucun autre DPVA jumelé de Cenovus ne sera attribué à des salariés d'EnCana. Cenovus est tenue de rembourser à EnCana les versements en espèces aux salariés de Cenovus au titre des droits de remplacement de Cenovus qu'ils détiennent. Aucun autre droit de remplacement d'EnCana ne sera attribué à des salariés de Cenovus.

Au 31 décembre 2009, environ 0,2 million d'options ne comportant pas de DPVA jumelés étaient en cours, la totalité pouvant être exercée.

Les salariés de Cenovus détiennent des droits à la plus-value des actions de Cenovus, des droits à la valeur d'actions différés de Cenovus, des droits à la plus-value des actions jumelés d'EnCana ainsi que des droits à la plus-value des actions d'EnCana et les administrateurs de Cenovus détiennent des droits à la valeur d'actions différés dont Cenovus est responsable. Ces droits n'entraînent pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par Cenovus et n'ont donc aucun effet dilutif.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue						Total
	2010	2011	2012	2013	2014	2015 et après	
Dette à long terme <sup>2)</sup>	- \$	- \$	56 \$	- \$	800 \$	2 700 \$	3 556 \$
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise <sup>2)</sup>	325	345	366	388	412	1 021	2 857
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	68	11	11	12	16	5 312	5 430
Transport par pipelines	101	95	68	141	141	923	1 469
Achats de biens et services	98	9	4	3	-	-	114
Achats de produits	26	23	22	22	22	28	143
Contrats de location-exploitation <sup>3)</sup>	26	27	34	72	76	1 575	1 810
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations	105	85	33	-	-	-	223
<b>Total des paiements</b>	<b>749 \$</b>	<b>595 \$</b>	<b>594 \$</b>	<b>638 \$</b>	<b>1 467 \$</b>	<b>11 559 \$</b>	<b>15 602 \$</b>
Ventes de produits	46 \$	48 \$	52 \$	53 \$	55 \$	119 \$	373 \$
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise <sup>2)</sup>	330 \$	347 \$	366 \$	386 \$	407 \$	998 \$	2 834 \$

1) Par ailleurs, la société a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques (se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés). La société a également l'obligation de financer son régime de retraite à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi comme il est indiqué dans les notes afférentes aux états financiers consolidés.

2) Capital seulement. Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

3) Les contrats de location-exploitation ont trait à des contrats de location visant des immeubles.

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout 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 31 décembre 2009, Cenovus était toujours partie à des contrats physiques à prix fixe à long terme relativement au gaz naturel prévoyant la livraison à court terme d'environ 33 Mpi<sup>3</sup>/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 85 Gpi<sup>3</sup> au prix moyen pondéré de 4,39 \$ le kpi<sup>3</sup>.

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



## ACTIONS EN JUSTICE

Cenovus 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.

## 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 de prix des marchandises, de change et de taux d'intérêt), les risques de crédit et d'illiquidité;
- 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.

Cenovus est déterminée à repérer et à gérer ces risques à court terme ainsi que sur le plan stratégique et à plus long terme à tous les échelons de l'organisation, conformément à la politique de gestion des risques approuvée par son conseil et à ses programmes de gestion des risques. Les risques qui touchent, ou sont susceptibles de toucher, les actifs, les activités ou la réputation de Cenovus sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement puis gérés. En revanche, des problèmes imprévus exigent parfois des mesures urgentes. Cenovus adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de nuire à ses actifs, à ses activités ou à sa réputation. Elle a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités cohérentes et claires à leur égard.

## RISQUES FINANCIERS

Les risques financiers s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché susceptibles d'avoir une incidence positive ou négative sur les activités de Cenovus.

Cenovus continue de mettre en application son modèle d'affaires, qui cible la mise en valeur de zones de ressources à long terme à faible risque et à faible coût. La direction vérifie les stratégies de gestion des risques liés à l'exploitation et des risques financiers afin de réagir de façon proactive à l'évolution de la conjoncture et d'atténuer ou de réduire le risque. Objet d'un suivi continu, le budget d'immobilisations prudent pour 2010 prévoit la marge de manœuvre nécessaire pour réduire ou augmenter les dépenses selon l'évolution des prix des marchandises et des prévisions. Des stratégies de réduction des coûts sont en place pour s'assurer que tous les aspects des coûts contrôlables de Cenovus soient gérés de façon efficace. Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une surveillance étroite, tout comme la situation de trésorerie, afin de veiller à ce que la société continue de disposer d'un crédit à des conditions avantageuses et d'une trésorerie suffisante pour financer les dépenses en immobilisations. Une description plus détaillée de ces risques et stratégies figure ci-après.

Cenovus atténue en partie les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par sa politique d'atténuation de risques de marché. En vue de réduire l'exposition au risque de fluctuations des prix des marchandises, Cenovus a conclu divers instruments financiers à l'égard de ses activités. Une description plus détaillée de ces instruments, notamment les gains ou pertes latents, au 31 décembre 2009, figure dans les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés sont en place. Elles prévoient expressément que l'utilisation de dérivés, dans le cas de marchandises, est liée à l'atténuation du risque de prix pour atteindre les objectifs visés au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Dans le cas d'opérations mettant en jeu sa production ou ses actifs, Cenovus a généralement recours à des instruments financiers comme des swaps ou des options conclus avec de grandes institutions financières, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des bourses de marchandises.

## PRIX DES MARCHANDISES

Le risque sur marchandises s'entend des incertitudes et fluctuations des prix futurs des marchandises. Pour atténuer en partie le risque sur marchandises, Cenovus conclut des swaps et des options de vente, qui permettent de fixer les prix planchers NYMEX. En ce qui concerne le pétrole brut, la société atténue en partie son exposition au risque lié aux ventes de pétrole brut et à l'approvisionnement en condensats au moyen de swaps de prix fixes. En ce qui concerne le gaz naturel, pour atténuer le risque sur marchandises connexe, la société a conclu des swaps qui permettent de fixer les prix NYMEX. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions de production, Cenovus a conclu des swaps variable-variable visant à gérer l'écart de prix entre ces régions de production et différents points de vente. Afin de réduire en partie le risque lié aux coûts de consommation d'électricité, Cenovus a conclu deux contrats dérivés échéant le 31 décembre 2018.

## CRÉDIT

Le risque de crédit s'entend de la possibilité de pertes si une contrepartie à une opération ne respecte pas ses obligations conformément aux modalités convenues. Une partie importante des comptes débiteurs de Cenovus sont des créances sur des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel. Le risque de crédit est atténué au moyen de ses politiques de crédit visant son portefeuille des créances approuvées par le conseil et de pratiques en matière de crédit qui limitent les opérations à celles qui sont entièrement garanties et en fonction de la cote de solvabilité des parties. Toutes les ententes relatives à des produits dérivés financiers sont conclues avec de grandes institutions financières au Canada et aux États-Unis, ou avec des contreparties ayant une cote de solvabilité de la meilleure qualité.

## ILLIQUIDITÉ

Le risque d'illiquidité s'entend de l'impossibilité pour la société de s'acquitter de toutes ses obligations financières à mesure qu'elles deviennent exigibles. Le risque d'illiquidité englobe également le risque qu'elle ne puisse liquider ses actifs rapidement à un prix raisonnable. Cenovus gère le risque d'illiquidité par la gestion active de la trésorerie et du crédit afin de s'assurer qu'elle a accès à de nombreuses sources de capital : trésorerie et équivalents de trésorerie, flux de trésorerie liés à l'exploitation et facilités de crédit inutilisées. Au 31 décembre 2009, la tranche inutilisée de la facilité de crédit bancaire engagée de Cenovus s'établissait à environ 2,3 G\$.

## CHANGE

Le risque de change s'entend du risque de gains ou de pertes qui pourraient découler de variations des taux de change. Les activités de Cenovus étant surtout concentrées en Amérique du Nord, les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien peuvent avoir un effet considérable sur ses résultats.

Pour atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, Cenovus peut conclure des contrats de change, ainsi que des opérations de commercialisation de pétrole brut. En outre, la société peut couvrir son exposition aux prix des marchandises en dollars canadiens. Les gains ou les pertes sur ces contrats sont constatés au moment où est déterminé l'écart entre le cours au comptant mensuel moyen et le taux à la date du règlement. Tous les contrats de change sont conclus auprès d'importantes institutions financières au Canada et aux États-Unis ou avec des contreparties ayant une cote de solvabilité de la meilleure qualité. En maintenant ses activités aux États-Unis et au Canada, Cenovus bénéficie dans une certaine mesure d'une couverture naturelle à l'égard du risque de change.

Cenovus a également la possibilité de contracter des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens afin de gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. Tout en émettant directement des titres de créance libellés en dollars américains, Cenovus peut conclure des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la dette libellée en dollars américains ou en dollars canadiens.

## TAUX D'INTÉRÊT

Le risque de taux d'intérêt s'entend de l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt sur le bénéfice, les flux de trésorerie et les évaluations. Bien que la majeure partie de son portefeuille d'emprunts soit assortie d'un taux fixe au 31 décembre 2009, la société a la possibilité d'atténuer l'exposition aux fluctuations de taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable par le truchement de ses facilités de crédit bancaires. Cenovus peut également conclure à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts à taux fixe et variable.

## RISQUES LIÉS À L'EXPLOITATION

Les risques liés à l'exploitation s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant d'activités d'exploitation et d'investissement qui, en soi, pourraient avoir une incidence sur la capacité de Cenovus d'atteindre ses objectifs.

La capacité de Cenovus d'exercer ses activités, de générer des flux de trésorerie, de réaliser des projets et d'évaluer les réserves est tributaire des risques financiers, y compris les prix des marchandises dont il est fait mention plus haut, le maintien de la demande pour ses produits et d'autres facteurs de risque indépendants de sa volonté, dont le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés des capitaux, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux pour remplir ses engagements, la capacité d'obtenir les autorisations nécessaires, les questions environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, les impôts, la disponibilité de l'équipement de forage et d'autres équipements, la capacité d'accéder aux terrains, les conditions météorologiques, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines, la disponibilité des diluants pour le transport du pétrole brut, les défaillances technologiques, les accidents, la présence d'une main-d'œuvre qualifiée et la qualité des réservoirs.

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir ou de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Par conséquent, ses flux de trésorerie dépendent grandement de l'exploitation fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires.

Pour atténuer ces risques, dans le cadre du processus d'approbation des investissements, Cenovus évalue les projets en tenant compte de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique. En outre, les équipes responsables des actifs adoptent le processus d'évaluation a posteriori, dans le cadre duquel chaque équipe fait l'examen approfondi de son programme d'immobilisations antérieur pour en tirer des enseignements clés, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des éléments opérationnels qui ont une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan du projet de l'exercice en cours. Les résultats de l'évaluation a posteriori sont analysés chaque année pour les besoins du programme d'immobilisations de Cenovus et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Cenovus fait appel au contrôle par les pairs pour s'assurer que les risques que comportent les projets d'immobilisations sont bien évalués et que les enseignements tirés des projets antérieurs ont été diffusés dans toute l'entreprise. Le contrôle par les pairs est effectué principalement dans le cas de biens à l'étape du démarrage, mais il peut s'appliquer à n'importe quel type de projet.

Lorsqu'elle prend des décisions d'exploitation et d'investissement, Cenovus compte sur un modèle d'affaires qui lui donne la marge de manœuvre nécessaire en matière de répartition des capitaux pour optimiser la correspondance aux objectifs stratégiques, le rendement des projets, la création de valeur à long terme et l'atténuation des risques. La société atténue également les risques liés à l'exploitation au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par le maintien d'un programme d'assurance exhaustif en ce qui concerne ses actifs et activités.

## RISQUES LIÉS À LA SÉCURITÉ, À L'ENVIRONNEMENT ET À LA RÉGLEMENTATION

Cenovus exerce des activités de mise en valeur assistée de pétrole et de production de gaz naturel intégrées, lesquelles comportent des risques relativement élevés. Cenovus a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, notamment aux autorités de réglementation. Ces risques sont gérés par l'application de politiques et de normes conformes ou supérieures à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie. De plus, en ce qui concerne ses actifs et activités, Cenovus dispose d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la haute direction et au conseil. Le comité de la responsabilité, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil recommande les politiques environnementales aux fins d'approbation et surveille l'observation des lois et des règlements gouvernementaux. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités courantes en matière d'environnement, de santé et de sécurité ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. Des plans d'urgence sont en place afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement sont employées. De plus, les risques d'atteinte à la sécurité sont gérés par le truchement du programme de sécurité destiné à assurer la protection du personnel et des actifs de Cenovus.

Cenovus est en outre dotée d'un comité d'enquête qui a pour mandat d'examiner les infractions éventuelles aux politiques et aux méthodes. Elle a instauré une ligne d'assistance téléphonique sur l'intégrité pour recueillir les préoccupations concernant les activités, la comptabilité ou les contrôles internes, notamment toute question touchant la société.

Les activités de Cenovus sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements qui peuvent viser ou interdire les forages, l'achèvement et l'ajout de nouveaux puits, la production, la construction ou l'expansion d'installations et l'exploitation et l'abandon de champs. Des droits contractuels peuvent être annulés ou expropriés. Des changements apportés à la réglementation gouvernementale peuvent avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de Cenovus, en plus d'imposer un coût de conformité.

Les risques réglementaires et juridiques sont établis par les divisions d'exploitation et les groupes non sectoriels, et la conformité de Cenovus aux lois et règlements applicables fait l'objet d'un suivi, en ce qui concerne ses actifs et activités, par son groupe des services juridiques qui se tient au fait de l'évolution et des changements des lois et des règlements, afin de veiller à ce qu'elle s'y conforme. La façon dont la société gère les changements apportés à la réglementation relative aux changements climatiques et aux cadres de redevances est d'ailleurs décrite plus loin. Afin d'atténuer en partie les risques visant l'accès aux ressources, de se tenir au courant de l'évolution de la réglementation et d'agir en exploitant responsable, Cenovus maintient des relations avec les principales parties prenantes et met en œuvre d'autres initiatives d'atténuation dont il est fait mention dans le présent rapport de gestion.

## 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. En outre, plusieurs mesures législatives et réglementaires visant les émissions de GES sont en cours d'étude, d'analyse ou de mise en œuvre aussi bien aux États-Unis qu'au Canada, notamment des projets de lois fédéraux et des initiatives étatiques aux États-Unis, visant à élaborer des programmes à l'échelle des États ou des régions afin d'imposer des niveaux de réduction des émissions de GES. Bien que certaines administrations aient fourni des indications concernant ces règlements, on s'attend à ce que d'autres annoncent également des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Les effets défavorables sur les activités de la société de l'adoption d'une législation exhaustive en matière

d'émissions de GES dans un territoire où elle est en exploitation pourraient comprendre, entre autres, la hausse des coûts liés à la conformité, l'accroissement des délais de délivrance de permis, les frais considérables liés à l'élaboration ou à la production de crédits ou quotas d'émission, facteurs qui gonfleraient le coût des produits de la société et contracteraient la demande de pétrole brut et de certains produits raffinés.

Hormis le cadre législatif actuel, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, car les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été mises au point. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous. Cenovus entend poursuivre ses initiatives visant à réduire l'intensité de ses émissions et à améliorer son efficacité énergétique. Elle continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon que, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base prescrit. Afin de se conformer à cette exigence, les entreprises peuvent apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation (ou des crédits de résultats d'émission) ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. Cenovus possède actuellement trois usines assujetties à cette réglementation qui feront état de leur performance en regard de leurs cibles en mars 2010. En ce qui concerne 2009, il n'est pas prévu que les coûts liés à la conformité soient importants.

La loi des États-Unis intitulée Clean Energy and Security Act (la « Loi des États-Unis ») a été adoptée par la Chambre des représentants le 26 juin 2009. Le Sénat des États-Unis envisage des mesures analogues. Certaines des lois en matière de changements climatiques à l'étude aux États-Unis obligeront les entreprises de raffinage à acheter des crédits équivalant aux émissions de CO<sub>2</sub> qui émanent de leurs raffineries et des consommateurs. Si elle devenait loi, cette approche pourrait avoir une incidence considérable sur la structure de coûts des produits pétroliers raffinés.

Les efforts de la société relativement à la gestion des émissions reposent sur sa réputation de chef de file sectoriel du piégeage du CO<sub>2</sub> et l'accent qu'elle met sur l'efficacité énergétique et l'élaboration de technologies permettant de réduire les émissions de GES. En particulier, la réduction de l'intensité des émissions est une conséquence directe de l'excellent rapport vapeur/pétrole obtenu à Foster Creek et à Christina Lake, par rapport au reste de l'industrie. Étant donné les incertitudes entourant le cadre législatif en matière de carbone en Amérique du Nord, Cenovus a adopté une stratégie proactive à l'égard de l'application de la nouvelle réglementation des GES, laquelle stratégie se compose des trois grands volets suivants :

1) Gérer les coûts existants

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

2) Réagir aux signaux de prix

À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires de compétence où Cenovus exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La société a lancé une initiative afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de carbone joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu de la réduction de carbone, le cas échéant, Cenovus essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction.

### 3) Prévoir des scénarios de réductions futures de carbone

Cenovus continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploiera pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent à la société des renseignements précieux dans sa planification à long terme et son analyse des conséquences qu'aura l'évolution de la réglementation.

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

Cenovus est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. La société est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification des activités et de l'analyse de scénarios. La société estime que sa stratégie de développement représente un moyen efficace de mettre en valeur les ressources, de générer des rendements pour les actionnaires et de coordonner l'ensemble des objectifs environnementaux à l'égard du carbone, des émissions atmosphériques, de l'eau et du sol. Cenovus s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités.

## TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus s'engage à exercer ses activités de façon responsable de sorte à conserver, voire à rehausser, sa réputation et sa crédibilité. L'un des piliers de cet engagement vise les relations de la société avec ses diverses parties prenantes, notamment les actionnaires et autres investisseurs, les institutions financières, les salariés, les partenaires commerciaux, les collectivités, les peuples autochtones ainsi que les agences gouvernementales et non gouvernementales. Cenovus continuera de communiquer les renseignements concernant ses activités commerciales à ses parties prenantes en temps opportun et de façon transparente afin de conserver et de rehausser sa réputation à titre d'exploitant responsable ainsi que de nouer un lien de confiance avec ses parties prenantes. Cenovus communique l'information exigée aux termes des lois et règlements mais également de l'information complémentaire que la direction estime importante pour permettre aux parties prenantes de comprendre ses activités, ses politiques, outre les possibilités qui s'ouvrent à elle et les risques qu'elle court. Sa relation avec les parties prenantes permet également à la société de déterminer l'incidence qu'ont ses activités sur chacune d'elles. Les commentaires que Cenovus recueille de la part des parties prenantes lui permettent de mieux cerner et gérer les risques environnementaux et socioéconomiques auxquels elle fait face.

La société passe en revue sa politique actuelle en matière de responsabilité d'entreprise afin de s'assurer que non seulement cette politique continue de chapeauter ses engagements, sa stratégie et sa communication d'information mais aussi de cadrer avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. Le processus de communication de l'information de Cenovus sera axé sur l'amélioration de la performance grâce à une meilleure gestion des données, aux relations avec les parties prenantes et à l'amélioration continue. La méthode de la société pour ce premier exercice est de présenter sur son site Web ses principaux indicateurs de performance.

À mesure que progresse le processus de communication en matière de responsabilité d'entreprise, d'autres indicateurs seront élaborés afin de broser un portrait plus exact des activités de Cenovus et des défis qu'elle doit relever. Ces indicateurs seront intégrés à la communication en matière de responsabilité d'entreprise et viendront enrichir l'information communiquée sur le site Web de la société.

Cenovus s'engage à intégrer les principes en matière de responsabilité d'entreprise à l'exercice de toutes ses activités, car elle est consciente de l'importance que revêt la communication transparente et responsable aux parties prenantes.

## **NOUVEAUX RÉGIMES DE REDEVANCES DE L'ALBERTA**

Le nouveau régime de redevances et le régime de redevances de transition de l'Alberta sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Le nouveau régime de redevances établit de nouvelles redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume qui sont liées aux prix des marchandises, au volume de production des puits ainsi qu'à la profondeur pour les puits de gaz et à la qualité du pétrole pour les puits de pétrole. Les nouvelles redevances s'appliquent aux activités pétrolières et gazières classiques, qu'elles soient nouvelles ou existantes, ainsi qu'aux projets de RAH 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<sup>er</sup> janvier 2014, date à laquelle tous les puits passeraient au nouveau régime de redevances.

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

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

La société s'engage à continuer de collaborer avec le gouvernement de l'Alberta durant le processus d'examen concurrentiel de ce dernier.

## **CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS**

Pour l'application des PCGR, la direction est tenue d'utiliser des jugements, de poser des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Dans les notes afférentes aux états financiers consolidés sont expliqués le mode de présentation pour les états financiers consolidés et les conventions comptables cruciales.

### **CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS CRUCIALES**

Le texte qui suit décrit les méthodes comptables faisant appel à l'emploi d'estimations qui jouent un rôle déterminant dans la compréhension des résultats financiers de Cenovus.

#### **Mode de présentation**

Les résultats de la société pour la période allant du 1<sup>er</sup> décembre au 31 décembre 2009 tiennent compte de ses activités, de ses flux de trésorerie et de sa situation financière en tant qu'entité autonome.

Les résultats de la société pour les périodes antérieures à l'arrangement avec EnCana, soit du 1<sup>er</sup> janvier au 30 novembre 2009, ainsi que les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, ont été préparés sur une base détachée, c'est-à-dire que les résultats ont été tirés des registres comptables d'EnCana et se fondent sur les données antérieures (résultats d'exploitation, actifs et passifs) liées aux activités cédées à Cenovus. Les états financiers consolidés antérieurs comprennent les attributions de certaines charges

d'EnCana, ainsi que de certains de ses actifs et passifs. De l'avis de la direction, les états financiers détachés antérieurs et les états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements nécessaires afin de présenter fidèlement la situation financière et les résultats d'exploitation ainsi que les flux de trésorerie conformément aux PCGR du Canada.

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, la direction doit établir des estimations et formuler des hypothèses visant les montants présentés dans les états financiers et les notes afférentes. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations. La direction estime que les hypothèses sous-jacentes aux états financiers consolidés antérieurs sont raisonnables. Cependant, étant donné que la société est devenue une entité autonome le 30 novembre 2009 et exerçait auparavant ses activités au sein d'EnCana, les états financiers consolidés antérieurs inclus aux présentes ne reflètent pas nécessairement les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie qui auraient été ceux de Cenovus si celle-ci avait été une entité autonome au cours des périodes en question.

## Capitalisation du coût entier

Les biens de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisés conformément à la note d'orientation de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA ») sur la capitalisation du coût entier dans le secteur pétrolier et gazier. Aux termes de cette note d'orientation, tous les coûts directement liés à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de pétrole brut et de gaz naturel, y compris les coûts internes et les coûts de mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés dans des centres de coûts, pays par pays, et les coûts liés à la production sont passés en charges. Les coûts immobilisés, y compris les coûts estimatifs futurs liés à la mise en valeur, font l'objet de dotations pour amortissement et épuisement selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut se traduire par une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée en résultat. De plus, si le montant net des coûts immobilisés est supérieur au plafond calculé, qui se fonde essentiellement sur les estimations des réserves (voir l'explication ci-dessous sur la dépréciation des actifs), l'excédent doit être passé en charges. Lors du dessaisissement d'un bien, le produit est normalement déduit de la catégorie de coût entier correspondante sans constatation d'un gain ou d'une perte à moins d'une variation de 20 % ou plus du taux d'amortissement et d'épuisement.

## Réserves de pétrole et de gaz

Toutes les réserves et ressources de pétrole et de gaz naturel de Cenovus sont évaluées par des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves qui soumettent un rapport à cet égard. L'estimation des réserves est une démarche subjective. Les prévisions sont basées sur des données techniques, des taux de production futurs projetés, des prévisions de prix de marchandises estimatifs et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats du forage, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération en fonction des prévisions de flux de trésorerie.

## Dépréciation des actifs

Selon la méthode de la capitalisation du coût entier, le test de dépréciation (plafonnement du coût entier) est appliqué pour s'assurer que les coûts immobilisés non amortis inscrits à l'actif dans chaque centre de coûts ne dépassent pas la juste valeur. Une perte de valeur est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable d'un centre de coûts ne peut être recouvrée et qu'elle excède sa juste valeur. La valeur comptable du centre de coûts n'est pas recouvrable si elle excède la somme des flux de trésorerie non actualisés liés aux réserves prouvées. Si la somme des flux de trésorerie est inférieure à la valeur comptable, la perte de valeur est limitée à l'excédent de la valeur comptable sur la somme des éléments suivants :

- i) la juste valeur des réserves prouvées et probables;
- ii) le coût des biens non prouvés soumis à un test de dépréciation distinct.



Une perte de valeur est constatée sur les immobilisations liées au raffinage en aval lorsque la valeur comptable ne peut être recouvrée et qu'elle excède la juste valeur. La valeur comptable n'est pas recouvrable si elle excède la somme des flux de trésorerie non actualisés liés à l'utilisation prévue et à l'aliénation éventuelle de l'immobilisation. Si la valeur comptable n'est pas recouvrable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur de l'actif lié au raffinage sur les flux de trésorerie actualisés liés à cet actif de raffinage est enregistrée.

Un test de dépréciation des immobilisations corporelles de Cenovus a été exécuté au 31 décembre 2009 et il a été déterminé qu'aucune diminution de valeur n'était requise aux termes des PCGR du Canada.

## Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée dans le bilan consolidé lorsque les obligations sont engagées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des obligations juridiques en vertu desquelles des immobilisations corporelles à long terme, telles que des sites de puits en production, des installations de traitement du pétrole brut et du gaz naturel et des installations de raffinage, doivent être mises hors service. Les coûts de mise hors service d'immobilisations, qui correspondent à la juste valeur estimative initiale des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés et intégrés dans le coût des immobilisations à long terme correspondantes. Les variations de l'obligation estimative découlant de révisions du calendrier ou du montant estimatif des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisées comme un changement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et au coût de mise hors service des actifs connexes. Les augmentations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état des résultats. Les montants comptabilisés au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se fondent sur des estimations des réserves et des coûts de mise hors service qui ne seront engagés que dans plusieurs années. Les paiements réels engagés sont imputés à l'obligation accumulée.

## Écart d'acquisition

Au moins une fois l'an, l'écart d'acquisition, qui représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur de l'actif net acquis, est soumis à un test de dépréciation. L'écart d'acquisition et l'ensemble des autres actifs et passifs ont été attribués aux centres de coût, appelés unités d'exploitation, pays par pays. Pour évaluer la dépréciation, la juste valeur de chaque unité d'exploitation est déterminée et comparée à la valeur comptable de celle-ci. S'il est établi que la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à la valeur comptable, un deuxième test est effectué pour déterminer le montant de la dépréciation. Ce montant est établi en déduisant la juste valeur des actifs et passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci pour déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition et en comparant le montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. L'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition correspond au montant de la dépréciation.

L'écart d'acquisition de Cenovus a été établi aux fins de la dépréciation au 31 décembre 2009 et il a été déterminé qu'aucune diminution de valeur n'était requise.

## Impôts sur les bénéfices

Les impôts sur les bénéfices sont comptabilisés à l'aide de la méthode du passif fiscal. Conformément à cette méthode, les impôts futurs sont évalués et sont constatés en fonction des différences entre les valeurs comptable et fiscale d'un actif ou d'un passif, établies d'après les taux d'imposition pratiquement en vigueur. Les soldes d'impôts futurs cumulés sont ajustés pour tenir compte des modifications des taux d'imposition pratiquement en vigueur, l'ajustement étant inscrit en résultat net pour la période englobant la date de la modification.

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. Par conséquent, les impôts sur les bénéfices sont soumis à l'incertitude relative à la mesure.

## Instruments financiers dérivés

Cenovus peut utiliser des instruments financiers dérivés pour gérer l'exposition aux risques de marché découlant du prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Les instruments financiers dérivés ne sont pas utilisés à des fins de spéculation.

Cenovus conclut des opérations financières dans le but de réduire le risque lié aux fluctuations de prix relativement aux opérations d'achat et de vente de marchandises en vue de l'atteinte des cibles en matière de rendement des investissements et des objectifs de croissance tout en maintenant les ratios financiers prescrits. Ces opérations, qui consistent généralement en des swaps, des tunnels ou des options, sont conclues le plus souvent avec d'importantes institutions financières ou des bourses de marchandises.

Cenovus peut également utiliser des instruments financiers dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt, pour gérer la combinaison des taux d'intérêt fixes et variables sur l'encours de sa dette totale et le coût d'emprunt global correspondant. Les swaps de taux d'intérêt donnent lieu à l'échange périodique de paiements, sans échange du montant de capital normal sur lequel les paiements sont fondés, et sont comptabilisés comme l'ajustement des intérêts débiteurs sur l'instrument d'emprunt couvert.

Cenovus peut en outre acquérir des contrats de change, en vue de la couverture de ventes prévues à des clients aux États-Unis. Les gains et les pertes de change sur ces instruments sont constatés à titre d'ajustement des produits au moment où la vente est comptabilisée.

Les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés selon la méthode de l'évaluation à la valeur de marché. Selon cette méthode, les instruments sont inscrits au bilan consolidé à titre d'actif ou de passif, et les variations de leur juste valeur sont comptabilisées en résultat net. Les gains et les pertes réalisés découlant de dérivés financiers liés au prix du pétrole brut et du gaz naturel sont constatés dans les produits au moment où la vente connexe se produit. Les gains et les pertes latents sont constatés dans les produits à la fin de chaque exercice respectif. La juste valeur estimative de tous les instruments dérivés se fonde sur les cours ou, en l'absence de cours, sur des indicateurs de marché et des prévisions de source indépendante. La juste valeur estimative des actifs et des passifs financiers est soumise à l'incertitude relative à la mesure.

Pour 2009, Cenovus a choisi de ne désigner aucune de ses activités de gestion des risques de prix comme des couvertures aux fins comptables et, en conséquence, elle comptabilise tous les instruments dérivés à la valeur de marché. Les gains et les pertes découlant d'instruments financiers dérivés évalués à la valeur de marché conclus par EnCana ont été attribués à Cenovus en fonction des volumes de produits connexes.

La société a également des obligations de paiement (aux salariés de Cenovus) aux termes des droits à la plus-value des actions, des options sur actions comportant un DPVA jumelé, des droits à la plus-value des actions liés au rendement et des DPVA jumelés liés au rendement d'EnCana. Le passif financier au titre de cette obligation est comptabilisé à la juste valeur. Par conséquent, les fluctuations de la juste valeur des droits influent sur la charge de rémunération constatée. La juste valeur de l'obligation varie du fait qu'elle se fonde sur des hypothèses concernant le taux d'actualisation sans risque, le rendement de l'action, ainsi que la volatilité du cours de l'action de Cenovus.

## Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Les obligations en vertu des régimes d'avantages sociaux consentis aux salariés ainsi que les coûts connexes sont comptabilisés déduction faite des actifs des régimes.

Le coût des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, qui est déterminé de façon actuarielle selon la méthode de répartition des prestations sur la durée des services, reflète l'estimation la plus probable faite par la direction du rendement prévu des actifs du régime, de la progression des salaires, de l'âge de la retraite des salariés et des coûts des soins de santé futurs prévus. Le rendement prévu des actifs du régime est fondé sur la juste valeur de ces actifs. L'obligation au titre des prestations constituées est actualisée à partir du taux d'intérêt du marché de titres d'emprunt de sociétés de grande qualité à la date d'évaluation.

La charge de retraite du régime à prestations déterminées comprend le coût des prestations de retraite gagnées au cours de l'exercice, le coût financier des obligations au titre des prestations de retraite, le rendement prévu des actifs des régimes, l'amortissement de l'obligation transitoire nette, l'amortissement des ajustements découlant des modifications des régimes de retraite et l'amortissement de l'excédent du gain actuariel net ou de la perte actuarielle nette, sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou sur 10 % de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants. La période d'amortissement correspond à la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des salariés couverts par les régimes.

La charge de retraite relative aux régimes à cotisations déterminées est constatée au moment où les prestations sont gagnées par les salariés couverts par les régimes.

Les coûts, actifs et passifs au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi ont été attribués à Cenovus en fonction de la meilleure estimation de la direction quant à la prestation de services antérieure des salariés actuels. Les coûts, actifs et passifs liés aux salariés à la retraite demeurent à la charge d'EnCana. Dans le cas des salariés qui fournissent des services à la fois à EnCana et à Cenovus, les coûts liés notamment aux salaires, aux avantages, aux régimes de retraite et à la rémunération incitative à long terme ont été attribués en parts égales à EnCana et à Cenovus.

## DPVA JUMELÉS LIÉS AU RENDEMENT ET DPVA LIÉS AU RENDEMENT

Ces régimes prévoient diverses attributions fondées sur le rendement par rapport à des critères établis au préalable. Le coût de ces régimes est passé en charges en fonction des attributions prévues. Toutefois, les montants devant être payés, le cas échéant, peuvent différer des estimations actuelles. Pour de plus amples renseignements sur ces régimes, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, Cenovus a adopté le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel de l'ICCA*. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés. Des renseignements supplémentaires sur la mise en œuvre de la nouvelle norme figurent aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2011, Cenovus sera tenue d'adopter les chapitres ci-dessous du *Manuel de l'ICCA* qui sont en convergence avec les Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

### 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.

## 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.

## NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

En 2011, les IFRS remplaceront les PCGR du Canada 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 IFRS à compter du trimestre se terminant le 31 mars 2011.

## Plan de transition aux IFRS de Cenovus

Cenovus a élaboré un plan de transition aux IFRS d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2011, y compris l'établissement des données correspondantes nécessaires pour 2010. Les principaux éléments du plan de transition sont notamment les suivants :

- déterminer les changements appropriés aux méthodes comptables et les modifications requises à la présentation de l'information financière;
- 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.

## Méthodes comptables selon les IFRS

La société a parachevé l'analyse des choix de méthodes comptables et isolé les éléments qui seront le plus touchés par l'adoption des IFRS. 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. Les éléments les plus touchés demeurent notamment :

- les immobilisations corporelles en amont, y compris
  - la transition à la date d'adoption des IFRS
  - les frais de préexploration
  - les frais d'exploration et d'évaluation
  - la charge d'amortissement et d'épuisement
  - les gains et les pertes au titre de dessaisissements
- les tests de dépréciation
- les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
- la rémunération à base d'actions
- les impôts sur les bénéfices

## Immobilisations corporelles en amont

Les immobilisations corporelles en amont constitueront l'un des principaux secteurs touchés par l'adoption des IFRS. Conformément aux PCGR du Canada, Cenovus suit la directive de l'ICCA concernant la capitalisation du coût entier. En revanche, les IFRS ne comportent aucune directive correspondante. Pour faciliter la transition aux IFRS des entreprises qui utilisent la capitalisation du coût entier, l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») a rendu publiques en juillet 2009 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 capitalisation du coût entier de répartir la valeur comptable nette des immobilisations corporelles en amont (capitalisation du coût entier) sur les réserves au niveau des unités de comptabilisation lors de la transition aux IFRS. Cenovus compte adopter cette exemption en utilisant la juste valeur des réserves comme méthode de répartition. En l'absence de cette exemption, la société aurait été tenue de calculer de façon rétrospective la valeur comptable des actifs pétroliers et gaziers à la date de transition, ou d'utiliser la juste valeur ou le montant de réévaluation comme nouveau coût présumé selon les IFRS. L'exemption fera en sorte que la valeur comptable nette des immobilisations corporelles en amont à la date de transition aux IFRS soit identique à celle établie selon les PCGR du Canada, sous réserve d'éventuelles dépréciations au titre des IFRS constatées à la date de la transition.

Dans le cadre du passage aux IFRS, la société sera tenue d'adopter diverses méthodes comptables à l'égard des activités de préexploration, des coûts d'exploration et d'évaluation, de la charge d'amortissement et d'épuisement et de la comptabilisation des gains et des pertes au titre de dessaisissements de biens.

Les frais de préexploration sont engagés avant que la société n'obtienne les droits légaux d'explorer une zone. Aux termes des PCGR du Canada, ces frais sont capitalisés alors que, selon les IFRS, ils doivent être passés en charges. À l'heure actuelle, Cenovus ne prévoit pas que cette différence de méthode comptable aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Durant la phase d'exploration et d'évaluation, Cenovus capitalise les frais relatifs à ces projets selon les PCGR du Canada. Aux termes des IFRS, la société a le choix de continuer à capitaliser ces frais jusqu'à ce que soient démontrées la faisabilité technique et la viabilité commerciale du projet, ou de passer ces frais en charges à mesure qu'ils sont engagés. Pour l'heure, la société n'a pas finalisé sa méthode comptable en matière d'activités d'exploration et d'évaluation.

Selon les PCGR du Canada, Cenovus calcule le taux d'amortissement et d'épuisement en fonction des centres de coût par pays. Selon les IFRS, ce taux sera calculé à un niveau d'unité de comptabilisation inférieur. Pour l'instant, la société n'a pas finalisé la méthode comptable à cet égard. Par conséquent, l'effet de cette différence de méthode comptable ne peut être déterminé avec un degré raisonnable de certitude.

Conformément à la capitalisation du coût entier selon les PCGR du Canada, les gains ou les pertes au titre de dessaisissements de biens sont inscrits uniquement lorsque la cession a une incidence d'au moins 20 % sur le taux d'amortissement et d'épuisement. Les IFRS ne prévoient aucune exemption de la sorte. La société sera donc tenue de comptabiliser la totalité des gains et des pertes aux dessaisissements de biens. Pour l'heure, l'effet de cette différence de méthode comptable ne peut être déterminé avec un degré raisonnable de certitude.

Étant donné l'exemption supplémentaire rendue publique par l'IASB, Cenovus prévoit que toutes les modifications visant ses méthodes comptables relatives aux immobilisations corporelles en amont seront adoptées de façon prospective.

## Test de dépréciation

En ce qui concerne la première étape de l'ensemble des tests de dépréciation de Cenovus (activités en amont et en aval, écart d'acquisition) selon les PCGR du Canada, les flux de trésorerie futurs ne sont pas actualisés. Aux termes des IFRS, ils le sont. En outre, dans le cas des immobilisations corporelles en amont, le test de dépréciation est actuellement exécuté au niveau du centre de coûts par pays, au rebours des IFRS, selon lesquelles il sera effectué à un niveau inférieur, appelé unité génératrice de trésorerie. Cenovus prévoit adopter ces méthodes comptables modifiées de façon prospective. Pour l'heure, l'effet de cette différence de méthode comptable concernant le test de dépréciation ne peut être déterminé avec un degré raisonnable de certitude.

## Obligations au titre de la mise hors service d'immobilisations

Aux termes des PCGR du Canada, le taux d'actualisation qui sert à établir le passif n'est pas mis à jour pour tenir compte des taux d'actualisation courants du marché. En revanche, les IFRS prévoient la mise à jour du taux à chaque période. Cenovus prévoit adopter cette méthode comptable modifiée de façon prospective. Elle ne s'attend pas à ce que cette différence ait une incidence significative sur les états financiers consolidés.

## Rémunération à base d'actions

Aux termes des PCGR du Canada, les obligations au titre des paiements en espèces dans le cadre de régimes de rémunération à base d'actions sont comptabilisées en fonction de la valeur intrinsèque, alors que, selon les IFRS, ces obligations doivent être comptabilisées à la juste valeur. Même si la valeur comptable à chaque période sera différente selon les IFRS, le coût cumulé sur la durée de vie de l'instrument demeurera inchangé. Cenovus prévoit adopter cette méthode comptable modifiée de façon prospective. Pour l'heure, l'effet de cette différence ne peut être déterminé avec un degré raisonnable de certitude.

## Impôts sur les bénéfiques

Au passage aux IFRS, la valeur comptable des soldes d'impôts de Cenovus sera directement touchée par l'incidence fiscale des modifications issues des différences de méthodes comptables selon les IFRS. Par conséquent, l'effet sur les impôts sur les bénéfiques de ces différences ne peut être déterminé avec un degré raisonnable de certitude pour l'instant.

## Évolution des normes comptables IFRS

L'analyse par la société des différences de méthodes comptables tient compte tout particulièrement des normes IFRS actuellement en vigueur. Cenovus continuera de suivre de près l'évolution du cadre normatif de l'IASB, qu'il s'agisse de nouvelles normes ou de modifications aux normes en vigueur, notamment en évaluant l'incidence de la nouvelle norme visant les coentreprises que l'IASB compte rendre publique au premier trimestre de 2010.

## Préparation du bilan d'ouverture selon les IFRS

La société prévoit commencer à dresser le bilan d'ouverture selon les IFRS au premier trimestre de 2010.

## Systèmes d'information

Cenovus a parachevé la conception des modifications nécessaires aux processus et aux systèmes qui, d'après elle, s'imposeront. Les modifications ont fait l'objet d'essais préliminaires et les essais définitifs devraient se dérouler au cours du premier semestre de 2010. Cenovus planifie de mettre en œuvre toutes les modifications des systèmes d'ici au 30 juin 2010.

## Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Cenovus est en train de mettre à jour sa documentation relative au contrôle interne. Elle ne prévoit pas que la transition aux IFRS aura une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ni sur les contrôles et procédures de communication de l'information.

## Formation

Toutes les personnes qui participent à la présentation de l'information financière aux termes des PCGR du Canada prennent part au projet de transition aux IFRS depuis 2008, et continueront d'y prendre part jusqu'en 2011. Les autres personnes touchées par le passage des PCGR du Canada aux IFRS recevront la formation pertinente en 2010 à mesure que la société repère et calcule les montants découlant des différences de méthodes comptables.

## Incidence sur l'exploitation

Cenovus ne s'attend pas à ce que l'adoption des IFRS en 2011 ait une incidence significative sur ses activités ou ses stratégies.

## PERSPECTIVES

L'objectif à long terme de la société est de mettre l'accent sur la croissance de la valeur de l'actif net et de maximiser le rendement pour les actionnaires à l'aide des stratégies suivantes :

- La croissance physique visible de la mise en valeur assistée des ressources pétrolières, particulièrement par le truchement de l'expansion des activités bitumineuses axées sur la technique DGMV à Foster Creek et à Christina Lake. En outre, la société compte un large éventail de nouvelles zones bitumineuses.
- Une position de chef de file dans la mise en valeur axée sur la technique DGMV à faible coût, la technologie et le respect continu de la sécurité des salariés, des parties prenantes et de l'environnement.
- La croissance financée à l'interne grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés des actifs établis de pétrole brut et de gaz naturel.
- Le maintien d'un profil de risque inférieur grâce à l'intégration des activités gazières et en aval ainsi que la réalisation d'opérations de couverture.

Cenovus est d'avis que la demande mondiale de pétrole continuera de croître. En revanche, la volatilité des prix des marchandises, le cadre réglementaire en matière d'environnement, les mesures gouvernementales et la concurrence au sein du secteur constituent les principaux obstacles qu'elle se doit de gérer avec sagacité afin de favoriser sa croissance. Pour de plus amples renseignements sur l'incidence de ces facteurs sur les résultats de la société en 2009, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion. Le prix du WTI et l'écart léger/lourd seront vraisemblablement élevés dans un avenir prévisible, facteurs qui seront atténués par les prévisions de prix relativement faibles pour le gaz naturel et les marges de raffinage.

Cenovus s'attend à ce que son programme d'immobilisations de 2010 soit financé par les flux de trésorerie. Ses actifs liés au pétrole brut et au gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan joueront un rôle crucial dans la génération de flux de trésorerie disponibles permettant de favoriser la croissance de la production de bitume. La société a décidé d'accélérer l'achèvement de la phase D de Christina Lake, ce qui devrait devancer le démarrage d'environ six mois.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, Cenovus a pris des mesures de réduction du risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises. Bien qu'elle ait tiré parti de cette stratégie en 2009 et en 2008, elle ne peut garantir que ce sera le cas à l'avenir.

Les taux de redevances effectifs comptent parmi les facteurs qui influenceront sur les résultats futurs de la société. D'après les prix actuels du marché, Cenovus prévoit que le projet Foster Creek atteindra le stade du versement en 2010. Une fois ce stade atteint, la redevance mensuelle applicable se fondera sur le plus élevé des montants suivants : 1 % à 9 % des produits bruts du projet ou 25 % à 40 % des produits nets. Le taux de redevances réel payable à l'intérieur de ces fourchettes est calculé en fonction du prix du WTI libellé en dollars américains puis converti en dollars canadiens.

En tant que nouvelle entité, la société continuera d'élaborer des stratégies en matière d'immobilisations et de rendement pour les actionnaires. Les dividendes futurs seront versés au gré du conseil et seront réexaminés tous les trimestres.

## **MISE EN GARDE**

### **ÉNONCÉS PROSPECTIFS**

En vue de fournir aux actionnaires et éventuels investisseurs de Cenovus des renseignements sur la société et ses filiales, notamment l'évaluation que fait la direction des projets et activités de Cenovus et de ses filiales à l'avenir, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés aux présentes « 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'effet des politiques et programmes de la société visant à réduire les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation, notamment les changements climatiques; l'estimation de la société quant au coût du carbone; l'incidence potentielle du régime de redevances de l'Alberta, du nouveau régime de redevances, du régime de redevances de transition et du programme d'encouragements à l'efficacité énergétique; les projections et les projets touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et des ressources pétrolifères assistées, y compris les biens 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; la capacité de la société de satisfaire à la demande des consommateurs; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2010 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les prix des marchandises, y compris le WTI et les écarts léger/lourd; les dépenses en immobilisations prévues de Cenovus pour 2010; la souplesse des budgets d'immobilisations prévus 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 et l'accès de la société à diverses sources de capital; 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; la capacité de la société de concrétiser les avantages prévus de l'arrangement; les dividendes potentiels; les attributs et plans d'affaires futurs prévus de Cenovus et ses priorités en matière d'exploitation; la capacité de Cenovus de financer son programme d'immobilisations en 2010; 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; les projections quant à la demande mondiale de pétrole, ainsi que les prix du gaz naturel et les marges de raffinage. 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 la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles de Cenovus; 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 biens et des autres sources 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 s'acquitter de 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, de menaces terroristes, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où Cenovus et ses filiales exercent des activités; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant Cenovus et ses filiales; les projets et initiatives de financement que peut entreprendre Cenovus, la capitalisation et la suffisance de ceux-ci pour la société, l'incidence prévue de l'arrangement sur les salariés, les activités, les fournisseurs, les partenaires commerciaux et les parties prenantes de la société, la capacité de Cenovus d'obtenir du financement à l'avenir en tant qu'entité autonome, du fait que l'information financière antérieure relativement aux actifs de la société exploités par EnCana avant le 30 novembre 2009 pourrait ne pas être représentative des résultats de Cenovus à titre d'entité autonome, ainsi que les antécédents d'exploitation limités de Cenovus en tant qu'entité autonome, et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus 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.

Cenovus a communiqué antérieurement puis mis à jour les prévisions concernant les résultats de 2009. Il n'est apparu aucun écart significatif entre a) les montants réels liés aux flux de trésorerie, aux dépenses en immobilisations et aux charges d'exploitation de la société pour 2009 et b) les montants projetés dans les dernières prévisions présentées à ce jour (en date du 1<sup>er</sup> décembre 2009). Toute variation entre des prévisions communiquées antérieurement et des prévisions mises à jour a fait l'objet d'une explication dans le communiqué de presse diffusé par Cenovus au moment de la mise à jour des prévisions en question.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie, aux flux de trésorerie liés à l'exploitation et aux flux de trésorerie avant impôts de Cenovus pour 2010 sont fondés sur une production moyenne d'environ 105 000 b/j à 111 500 b/j de pétrole brut et de liquides et 720 Mpi<sup>3</sup>/j à 740 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, une moyenne pour 2010 de 65 \$ le baril à 85 \$ le baril de pétrole dans le cas du WTI et de 54 \$ le baril à 71 \$ le baril de pétrole dans le cas du WCS, de 5,50 \$ le kpi<sup>3</sup> à 6,15 \$ le kpi<sup>3</sup> dans le cas du prix NYMEX et de 5,15 \$ le gigajoule à 5,70 \$ le gigajoule de gaz naturel dans le cas du prix AECO, un taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien de 0,85 \$ US à 0,96 \$ US pour 1 \$ CA, une marge de craquage Chicago 3-2-1 pour 2010 de 7,50 \$ le baril à 9,50 \$ le baril pour les marges de raffinage, et un nombre moyen d'actions en circulation d'environ 750 millions. Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement les attentes et projections actuelles de Cenovus en accord avec les

résultats passés et sa perception des tendances passées, ainsi que les 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.

Cenovus 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 que la société a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui en résultent. Ces renseignements figurent dans le communiqué de presse de Cenovus daté du 11 février 2010 que l'on peut consulter sur [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par 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 et probables 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 annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

## 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 »), à raison d'un baril par 6 000 pieds cubes. L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise 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.

## DEVISES

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

## MESURES HORS PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, 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.

## RENOIS À CENOVUS

Pour des raisons d'ordre pratique, le terme « Cenovus » employé dans le présent rapport de gestion peut, selon le cas, s'entendre uniquement de Cenovus ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale (société par actions ou société de personnes) directe ou indirecte (les « filiales ») de Cenovus, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

On peut se procurer de l'information supplémentaire sur Cenovus Energy inc. en consultant ses documents publics, notamment sa notice annuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de Cenovus au [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).