



Rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2011

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 15 février 2012, doit être lu avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations et projections actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, outre les définitions utilisées dans le présent rapport de gestion, lire la rubrique « Mise en garde ».

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

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, la société a adopté les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board. Pour toutes les périodes allant jusqu'à l'exercice clos le 31 décembre 2010, la société dressait ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (le « référentiel comptable antérieur »). Conformément à la norme visant la première application des IFRS (« IFRS 1 »), la date de transition aux IFRS de la société était le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, l'information pour 2011 et 2010 a été préparée conformément aux IFRS. L'information annuelle de 2009 que contient le présent rapport de gestion a été préparée conformément au référentiel comptable antérieur et, comme le permet IFRS 1, elle n'a pas été présentée de nouveau conformément aux IFRS. Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances. Certains montants d'exercices précédents ont été reclassés conformément à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY	2
APERÇU DE 2011	3
INFORMATION FINANCIÈRE	8
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	15
SECTEURS À PRÉSENTER	17
SABLES BITUMINEUX	17
HYDROCARBURES CLASSIQUES	22
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	26
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	28
INFORMATION TRIMESTRIELLE	31
RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ	32
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	36
GESTION DES RISQUES	39
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	45
MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS	46
PERSPECTIVES	51
MISE EN GARDE	53
ABRÉVIATIONS	55

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 31 décembre 2011, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 26 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides du gaz naturel (« LGN ») au Canada et elle possède des installations de raffinage aux États-Unis. Pour 2011, la production moyenne totale de pétrole brut et de LGN de Cenovus a dépassé 134 000 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été supérieure à 650 Mpi³/j. L'exploitation de Cenovus regroupe des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, notamment Foster Creek et Christina Lake. Ces deux biens, que la société exploite et dans lesquelles elle détient une participation de 50 %, sont situés dans la région d'Athabasca et emploient la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») pour l'extraction du pétrole brut. Également dans la région d'Athabasca se trouvent le bien Pelican Lake, où la société a mis sur pied un projet de récupération assistée du pétrole par injection de polymères, et le nouveau projet de DGMV de Grand Rapids. Quant aux activités de la société à Weyburn, dans le sud de la Saskatchewan, la récupération du pétrole brut y est assistée par l'injection de dioxyde de carbone; Cenovus est de plus en train de mettre en valeur, dans la même région, ses gisements de pétrole avare de Bakken et de Lower Shaunavon. La société exerce également des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel classiques en Alberta. Outre ses actifs en amont, Cenovus détient une participation de 50 % dans deux raffineries aux États-Unis, situées dans l'Illinois et au Texas, laquelle lui permet d'intégrer en partie ses activités, depuis la production du pétrole brut jusqu'aux produits raffinés comme l'essence, le diesel et le carburacteur, afin d'atténuer la volatilité liée aux fluctuations des prix des marchandises.

Les activités de Cenovus sont axées sur l'accroissement de la production de pétrole brut tirée principalement de Foster Creek, de Christina Lake, de Pelican Lake et de zones potentielles de pétrole avare en Saskatchewan, ainsi que sur la poursuite de l'évaluation de ses nouvelles ressources. La société a fait la preuve de son expertise et de l'efficacité de sa méthode de mise en valeur des sables bitumineux à faible coût. Parallèlement, ses activités établies de production de gaz naturel classique devraient aboutir à une production fiable et à des flux de trésorerie réguliers qui lui permettront de poursuivre la mise en valeur de ses actifs de pétrole brut. Dans l'ensemble des activités de la société, qu'il s'agisse de pétrole brut ou de gaz naturel, la technologie joue un rôle crucial dans l'amélioration des méthodes d'extraction des ressources, car elle accroît les quantités récupérées et minimise les coûts. Cenovus dispose d'une équipe d'experts chevronnés dont la priorité est l'innovation. La société intègre les questions environnementales à ses activités dans le but de réduire son impact sur l'environnement. La société perfectionne des technologies en vue de réduire les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités, ainsi que l'atténuation des perturbations de la surface du sol.

La stratégie de la société consiste à miser sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan. Ses perspectives futures sont essentiellement fondées sur la mise en valeur de l'avoie foncier qu'elle détient dans la région d'Athabasca dans le nord de l'Alberta. La société prévoit continuer d'évaluer ses nouvelles ressources en forant environ 450 puits stratigraphiques au cours de chacune des cinq prochaines années. Outre les projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake, les trois biens nouveaux que la société compte mettre en valeur dans cette zone et ses participations actuelles s'établissent comme suit :

	Participation
Narrows Lake	50 % ¹⁾
Grand Rapids	100 %
Telephone Lake	100 %

¹⁾ Participation approximative

En juin 2010, la société a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes en ce qui concerne le bien Narrows Lake, qui est situé dans la région de Christina Lake. Le projet devrait afficher une capacité de production brute de 130 000 barils par jour et devrait être mis en valeur en trois phases. À condition que toutes les exigences réglementaires soient satisfaites, la société s'attend à recevoir l'approbation des autorités de réglementation au milieu de 2012, la mise en production étant prévue pour 2016.

En ce qui a trait au bien Grand Rapids détenu à 100 % et situé dans la grande région de Pelican Lake, un projet pilote de DGMV a été entrepris. En décembre 2011, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'exploitation commerciale par DGMV. Le projet devrait avoir une capacité de production brute de 180 000 barils par jour.

Quant au bien Telephone Lake, détenu à 100 %, il est situé dans la région de Borealis. En décembre 2011, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes révisées. La société estime désormais que le projet Telephone Lake devrait avoir initialement une capacité de production brute prévue de 90 000 barils par jour.

Cenovus dispose de plusieurs possibilités de rehausser la valeur actionnariale, essentiellement au moyen de la croissance de la production issue des actifs liés aux sables bitumineux qu'elle possède et des zones potentielles de pétrole avare. Le plan d'affaires de Cenovus vise notamment à accroître la production nette issue des sables bitumineux, pour la faire passer à 400 000 barils par jour d'ici la fin de 2021. D'ici la fin de 2016, la société cherchera aussi à atteindre une production de pétrole brut de 55 000 barils par jour à Pelican Lake ainsi qu'une production de 65 000 à 75 000 barils par jour tirée de ses activités liées au pétrole classique en Saskatchewan et dans le sud de l'Alberta. De plus, elle prévoit évaluer le potentiel de nouveaux projets de pétrole brut sur ses terrains existants et nouveaux en mettant l'accent sur les zones potentielles de pétrole avare. Elle vise une production nette issue du pétrole brut totalisant environ 500 000 barils par jour d'ici la fin de 2021.

Pour atteindre ces objectifs de production, la société prévoit que ses dépenses d'investissement totaliseront en moyenne de 3,0 à 3,5 G\$ par an au cours des dix prochaines années. Ces dépenses devraient être principalement financées à l'interne à l'aide, d'une part, des flux de trésorerie que dégagent les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que les activités de raffinage de la société et, d'autre part, d'une utilisation prudente de ses liquidités et capacités d'emprunt.

Du fait de sa production de gaz naturel, Cenovus jouit d'une source fiable de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qui agit comme une couverture économique à l'égard du gaz utilisé comme combustible dans ses activités en amont et ses activités de raffinage. Qui plus est, grâce à ses raffineries, dont l'exploitation est assurée par ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée, Cenovus est en mesure d'atténuer l'incidence des cycles des prix des marchandises en traitant du pétrole lourd, c'est-à-dire en procédant à l'intégration économique de sa production issue des sables bitumineux. En outre, dans le cadre de son programme de gestion des risques, la société exécute des opérations de couverture du prix des marchandises afin de stabiliser encore davantage ses flux de trésorerie. Pour renforcer sa stratégie de croissance de la valeur de l'actif net, Cenovus prévoit continuer de verser des dividendes significatifs et de plus en plus élevés dans le cadre de son objectif d'assurer un solide rendement global à long terme pour les actionnaires.

STRUCTURE D'ENTREPRISE

Les secteurs à présenter de Cenovus s'établissent comme suit :

- **Sables bitumineux**, qui se compose des actifs suivants : les actifs de production de bitume à Foster Creek et à Christina Lake, les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake, les actifs des nouvelles zones de ressources comme celles de Narrows Lake, de Grand Rapids et de Telephone Lake, ainsi que les actifs gaziers d'Athabasca. Certains des terrains de sables bitumineux de la société que celle-ci exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips.
- **Hydrocarbures classiques**, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques en Alberta et en Saskatchewan, notamment le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les gisements de pétrole brut de Bakken et de Lower Shaunavon.
- **Raffinage et commercialisation**, qui se concentre sur le raffinage de produits de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec ConocoPhillips et exploitées par celle-ci. Ce secteur assure aussi la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de Cenovus, en plus de conclure avec des tiers des achats et des ventes de produits qui lui procurent une marge de manœuvre relativement aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.
- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives et de financement. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat opérationnel et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

APERÇU DE 2011

En 2011, la société a franchi l'étape décisive qu'elle avait fixée pour l'exercice. Elle a mené à terme ses programmes d'investissement prévus, elle a atteint, voire dépassé, ses objectifs de production et, en outre, elle a engagé des dépenses d'investissement et charges opérationnelles qui correspondaient aux attentes. Qui plus est, sa situation financière était plus solide à la fin de l'exercice qu'elle ne l'était au début. Au troisième trimestre, la phase C de

Christina Lake a été mise en production plus tôt que prévu, les dépenses d'investissement s'établissant en deçà du budget pour la phase au complet. La société a devancé la mise en production des phases D et E de Christina Lake, qui aura lieu six mois plus tôt que prévu, soit aux quatrièmes trimestres de 2012 et de 2013, respectivement. Ce devancement est attribuable aux efficacités des dépenses d'investissement, aussi bien au chantier de modules de Nisku qu'au chantier de construction, outre l'utilisation de nouvelles technologies de démarrage et conceptions de puits. Les activités de construction de l'unité de cokéfaction et les activités de démarrage de l'unité et du projet d'expansion à la raffinerie de Wood River (projet « CORE ») ont été menées à terme, les dépenses d'investissement s'établissant à 3,8 G\$ US (la quote-part nette de Cenovus s'établissant à 1,9 G\$ US), soit dans une fourchette de 10 % du budget initial. En ce qui concerne le bitume, le pétrole brut et les LGN, les réserves prouvées totales de la société ont augmenté de 22 % pour s'établir à 1,7 milliard de barils, hausse qui atteste la solidité des ressources de la société, et les ressources éventuelles économiques de bitume selon la meilleure estimation ont augmenté de 34 % pour s'établir à 8,2 milliards de barils. En 2011, la performance opérationnelle de Cenovus et la croissance constante de sa production de pétrole brut ont contribué à l'augmentation de la valeur de son actif net. La société prévoit atteindre son but, qui consiste à doubler d'ici à la fin 2015 la valeur de son actif net de décembre 2009.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

La production moyenne de pétrole brut et de LGN de la société a crû de 4 % pour se chiffrer à 134 239 barils par jour comparativement à 2010, essentiellement en raison du démarrage de la production à la phase C de Christina Lake au troisième trimestre de 2011, à l'amélioration du rendement des puits et de l'efficacité des installations à Foster Creek, outre l'accroissement de la production à la zone de pétrole avare de Lower Shaunavon. Ces augmentations de la production ont été atténuées en partie par certaines difficultés opérationnelles, notamment des conditions pluvieuses et des inondations dans le sud et de la Saskatchewan et en Alberta, ainsi que des feux de friches dans le nord de l'Alberta qui ont temporairement freiné la production à Pelican Lake. La production moyenne de pétrole brut et de LGN en décembre 2011 était de 150 977 barils par jour, soit une hausse de 18 % par rapport à l'exercice précédent.

À Christina Lake, la société a reçu l'autorisation réglementaire de la part de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (« CERE ») de l'Alberta à l'égard des phases d'expansion E, F et G. Cette autorisation du projet d'expansion ainsi que les résultats positifs des travaux de délimitation se traduisent par un ajout de 270 millions de barils aux réserves prouvées de bitume.

Les ressources éventuelles économiques de bitume selon la meilleure estimation de Cenovus ont augmenté de 2,1 milliards de barils, soit environ 34 %, comparativement à 2010. L'accroissement significatif est essentiellement attribuable au forage stratigraphique fructueux qui a permis de convertir des ressources prometteuses en ressources éventuelles.

Au quatrième trimestre de 2011, Cenovus a mis la dernière main à la construction de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie Wood River et y a entrepris les activités de démarrage. Les dépenses d'investissement liées au projet CORE se sont chiffrées à environ 3,8 G\$ US (la quote-part nette de Cenovus s'établissant à 1,9 G\$ US), soit 10 % au-dessus du budget initial. Les essais de fonctionnement structurés exécutés à ce jour ont été fructueux et ont donné lieu à une augmentation de 5 % de la production de produit blanc. Les essais se poursuivront au cours du premier trimestre de 2012. La capacité de traitement de pétrole brut lourd de la raffinerie Wood River devrait augmenter au total de 200 000 à 220 000 barils par jour, ce qui rehaussera la capacité de Cenovus d'intégrer sa production accrue de bitume.

Les autres résultats opérationnels importants de 2011 par rapport à 2010 sont notamment les suivants :

- la production à Foster Creek s'est établie en moyenne à 54 868 barils par jour, soit une hausse de 7 % par rapport à 2010;
- la production à Christina Lake s'est établie en moyenne à 11 665 barils par jour, soit une hausse de 48 % par rapport à 2010, et la production à la fin de 2011 s'élevait à environ 23 000 barils par jour;
- la production moyenne à Lower Shaunavon a plus que doublé pour passer à 2 041 barils par jour;
- en moyenne, la production à Pelican Lake s'est chiffrée à 20 424 barils par jour, soit une baisse de 11 % en raison de l'interruption temporaire de la production attribuable à des feux de friches dans la région, facteur qui a comprimé la production d'environ 500 barils par jour, et d'une révision prévue qui a réduit la production d'environ 300 barils par jour, outre les baisses normales de rendement prévues;
- le forage de 491 puits stratigraphiques bruts, surtout au premier trimestre, afin de préparer les prochaines phases d'expansion à Foster Creek et à Christina Lake, de recueillir des données sur la qualité des nouveaux projets et de satisfaire aux exigences réglementaires;
- la société a entrepris le processus d'autorisation réglementaire à l'égard de deux nouveaux projets, en déposant une demande visant l'exploitation commerciale par DGMV relativement au bien Grand Rapids, projet assorti d'une capacité de production brute prévue de 180 000 barils par jour, et en déposant une demande d'autorisation révisée pour Telephone Lake, projet assorti d'une capacité de production initiale prévue de 90 000 barils par jour. Le dépôt de ces demandes signifie que la capacité de production brute de Cenovus visée par le processus réglementaire s'élève à 400 000 barils par jour;

- la société a demandé la modification de l'autorisation réglementaire visant actuellement Christina Lake afin d'ajouter des installations de cogénération et d'accroître la capacité de production brute totale prévue à la phase F et à la phase G de 10 000 barils par jour dans chaque cas;
- Cenovus a reçu l'autorisation de la part du ministère de l'Énergie de l'Alberta d'inclure la totalité des dépenses d'investissement antérieures relativement aux phases d'expansion F, G et H de Foster Creek au calcul des redevances courantes de Foster Creek;
- Cenovus a obtenu l'approbation de ses partenaires quant aux phases d'expansion F, G et H de Foster Creek et à la phase d'expansion E de Christina Lake;
- la société a géré efficacement les baisses normales de rendement prévues de ses actifs de gaz naturel qui se sont traduites par une baisse absolue de la production en glissement annuel de 11 % et une baisse de 7 %, compte non tenu des cessions de 2010. Bien que la production en glissement annuel soit en baisse, elle est demeurée en 2011 relativement stable et assorties de dépenses d'investissement faibles.

RÉSULTATS FINANCIERS

Tout au long de 2011, les résultats financiers de la société ont tiré profit de la hausse des prix du pétrole brut et de la progression sensible des marges de craquage des raffineries en regard de 2010. Du fait de l'augmentation des marges de craquage, Cenovus a constaté une importante amélioration des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation. La hausse des prix moyens du pétrole brut a amélioré les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au pétrole brut et aux LGN, bien que les prix aient eu une incidence négative sur les redevances à payer puisque le taux de redevance du secteur Sables bitumineux de la société est calculé à l'aide du prix du WTI libellé en dollars canadiens.

Les faits saillants financiers de 2011 par rapport à 2010 sont les suivants :

- les produits des activités ordinaires ont augmenté de 3 055 M\$, soit 24 %, principalement du fait de la hausse de la production de pétrole brut et de LGN, de l'amélioration des prix des produits raffinés, d'une hausse de 16 % des prix de vente moyens du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture financière, ainsi que de la hausse des prix et des volumes du condensat utilisé pour la fluidification, facteurs en partie compensés par la baisse des volumes de gaz naturel et des prix de vente moyens;
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont établis à 981 M\$, soit une progression de 905 M\$, surtout due à l'augmentation des marges de raffinage attribuable à la hausse des prix des produits raffinés et des coûts des charges de pétrole brut réduits;
- les flux de trésorerie ont progressé de 36 % pour s'établir à 3 276 M\$, du fait essentiellement de la hausse marquée des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation, outre l'amélioration de la production de pétrole brut et de LGN et des prix de vente moyens;
- les activités liées au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques ont généré un surplus de 623 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par rapport aux dépenses d'investissement connexes, facteur qui a rendu possible le financement partiel de la poursuite de la mise en valeur des projets de pétrole brut;
- le résultat opérationnel a augmenté de 55 %, ou 440 M\$, en raison surtout de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, partiellement compensée par la hausse des frais généraux et des frais d'administration et de la charge d'impôt (compte non tenu de l'impôt différé sur les profits et pertes latents liés à la gestion des risques, les profits et pertes de change non opérationnels et les sorties d'actifs);
- Cenovus a reçu l'autorisation de la part du ministère de l'Énergie de l'Alberta d'inclure la totalité des dépenses d'investissement antérieures relativement aux phases d'expansion F, G et H de Foster Creek au calcul de la redevance courante de Foster Creek, facteur qui a donné lieu à une réduction exceptionnelle d'environ 65 M\$ de la charge de redevances;
- la société verse un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action.

PLAN STRATÉGIQUE - MISE À JOUR

En 2011, Cenovus a présenté une mise à jour de son plan stratégique décennal dont la priorité est le doublage de la valeur de l'actif net de 2010 à 2015. Pour atteindre cet objectif, le plan stratégique décennal comporte maintenant les cibles suivantes :

- capacité de production brute prévue à Foster Creek, y compris les phases F, G et H ainsi que les phases futures, se situant entre 290 000 et 310 000 barils par jour, soit une progression de 55 000 à 75 000 barils par jour par rapport à l'estimation initiale;
- devancement des calendriers de production aux phases G et H de Foster Creek d'environ une année (à 2015 et 2016 respectivement) et aux phases D et E de Christina Lake d'environ 6 mois, la mise en production étant désormais prévue au quatrième trimestre de 2012 pour la phase D et au quatrième trimestre de 2013 pour la phase E;
- accroissement de la production prévue tirée de Pelican Lake pour la porter à 55 000 barils par jour d'ici à la fin de 2016;
- accroissement de la production de pétrole brut en Saskatchewan et dans le sud de l'Alberta pour la porter entre environ 65 000 et 75 000 barils par jour d'ici la fin de 2016;
- évaluation du potentiel de nouveaux projets de pétrole sur les biens existants et dans de nouvelles régions avec une priorité accordée aux zones potentielles de pétrole léger.

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 des raffineries, ainsi que le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et le taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien destinés à faciliter la lecture des résultats financiers de la société.

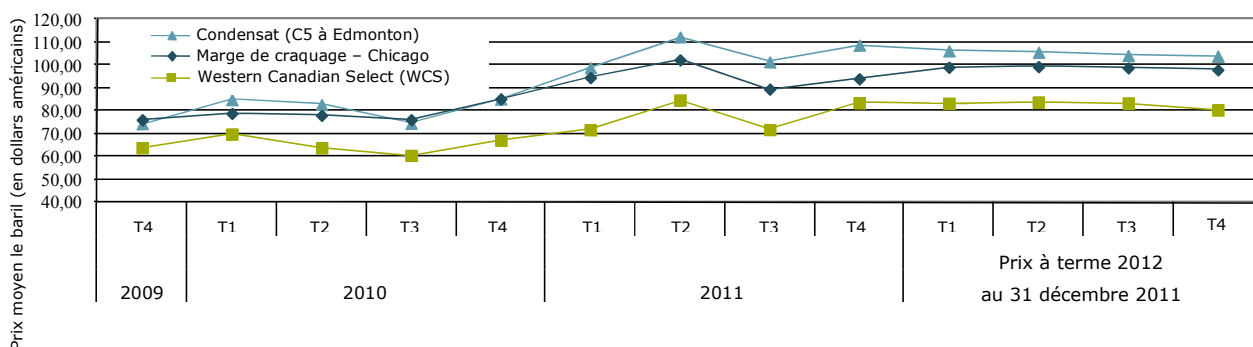
Principaux prix de référence et taux de change

	2011	T4	T3	T2	T1	2010	T4	T3	T2	T1	2009
Prix du pétrole brut (\$ US/b)											
West Texas Intermediate (WTI)											
Moyenne	95,11	94,06	89,54	102,34	94,60	79,61	85,24	76,21	78,05	78,88	62,09
Fin de la période	98,83	98,83	79,20	95,42	106,72	91,38	91,38	79,97	75,63	83,45	79,36
Western Canadian Select (WCS)											
Moyenne	77,96	83,58	71,92	84,70	71,74	65,38	67,12	60,56	63,96	69,84	52,43
Fin de la période	84,37	84,37	69,38	75,32	91,37	72,87	72,87	64,97	61,38	70,25	71,84
Écart moyen											
WTI/WCS	17,15	10,48	17,62	17,64	22,86	14,23	18,12	15,65	14,09	9,04	9,66
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	105,34	108,74	101,48	112,33	98,90	81,91	85,24	74,53	82,87	84,98	61,35
Écart moyen (positif/négatif)											
WTI/condensats	(10,23)	(14,68)	(11,94)	(9,99)	(4,30)	(2,30)	-	1,68	(4,82)	(6,10)	0,74
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)											
Chicago	24,55	19,23	33,35	29,00	16,62	9,33	9,25	10,34	11,60	6,11	8,54
Midwest Combined (« groupe 3 »)	25,26	20,75	34,04	27,19	19,04	9,48	9,12	10,60	11,38	6,82	8,09
Moyenne des prix du gaz naturel											
Prix AECO (\$/gjj)	3,48	3,29	3,53	3,54	3,58	3,91	3,39	3,52	3,66	5,08	3,92
Prix NYMEX (\$ US/MBtu)	4,04	3,55	4,19	4,31	4,11	4,39	3,80	4,38	4,09	5,30	3,99
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/MBtu)	0,31	0,17	0,34	0,42	0,29	0,40	0,28	0,78	0,32	0,19	0,40
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA											
Moyenne	1,012	0,978	1,020	1,033	1,015	0,971	0,987	0,962	0,973	0,961	0,876

Prix de référence - pétrole brut

Le WTI est un prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix infracôtiers d'Amérique du Nord et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances à l'égard de plusieurs biens de pétrole brut de la société. En 2011, la volatilité du prix du WTI était essentiellement attribuable à la conjoncture économique dans l'Union européenne et au conflit géopolitique en Libye. En avril 2011, les prix du WTI ont atteint un sommet, puisqu'ils dépassaient 110,00 \$ US le baril, en raison principalement de la perte de l'approvisionnement provenant de la Libye pour le marché mondial. Le conflit en Libye étant désormais réglé, la production issue de ce pays a repris à la fin du troisième trimestre et devrait augmenter graduellement en 2012. Les préoccupations entourant la santé économique et la solvabilité de plusieurs pays membres de l'Union européenne, ainsi que la congestion du marché du brut intérieur aux États-Unis à la fin de septembre, ont fait chuter le WTI sous la barre des 80,00 \$ US le baril, soit son pire creux en 2011. Au quatrième trimestre de 2011, le WTI s'est amélioré pour terminer l'année à 98,83 \$ US le baril du fait de l'optimisme suscité par le raffermissement de l'économie américaine et de l'annonce du renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway, facteurs qui ont plus que contrebalancé les inquiétudes économiques que continue de susciter l'Union européenne et l'annonce par l'OPEP de sa décision d'augmenter son plafond de production pour 2012. En 2011, le prix moyen du WTI a également profité de l'accroissement de la demande asiatique, surtout celle de la Chine.

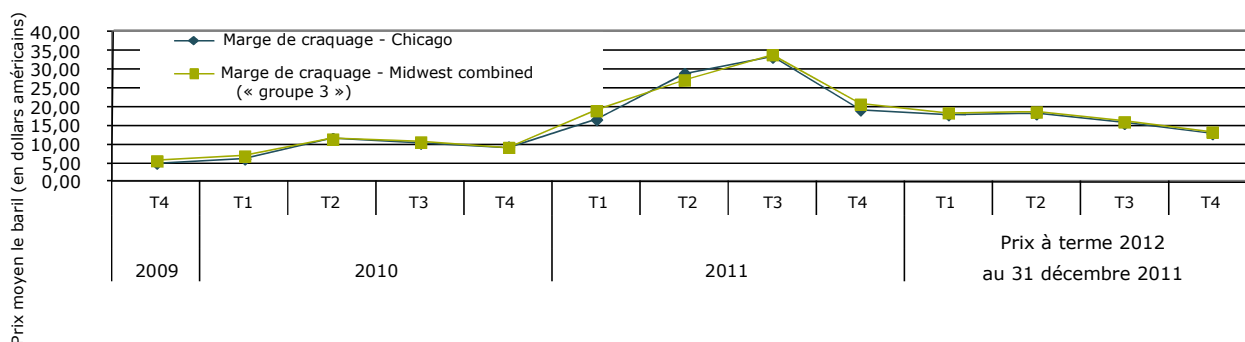
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié se composant de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie ordinairement à un niveau inférieur au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. En 2011, l'écart moyen des prix WTI-WCS s'est ressenti des restrictions visant le transport par pipeline au premier trimestre puisqu'il a dépassé 22,00 \$ US le baril. Ces restrictions ont été réglées, et la capacité de livraison vers Cushing, en Oklahoma, a été accrue au deuxième trimestre, facteur qui a aidé à resserrer l'écart moyen WTI-WCS qui est passé en dessous de 18,00 \$ US le baril aux deuxième et troisième trimestres. Au quatrième trimestre, l'écart moyen WTI-WCS s'est contracté encore davantage, à moins de 11,00 \$ US le baril, en raison de l'augmentation globale des taux d'utilisation dans l'industrie du raffinage et de l'accroissement de la demande de pétrole brut lourd qui s'explique en partie par les achats anticipés visant le projet CORE de la raffinerie Wood River. En regard de 2010, l'écart moyen WTI-WCS s'est élargi étant donné que l'accroissement de la production de pétrole brut lourd canadien et les interruptions de transport par pipeline n'ont été qu'en partie compensés par l'augmentation de la capacité de cokéfaction et la progression du taux d'utilisation de l'industrie du raffinage.



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production de bitume et de pétrole lourd de Cenovus. Nos ratios de fluidification varient de 10 % à 30 %. Le coût des achats de condensats a une incidence sur les produits des activités ordinaires et les frais de transport et de fluidification. L'écart WTI-condensats correspond au prix de référence des condensats par rapport au prix du WTI. Il n'existe aucune corrélation entre les écarts WTI-WCS d'une part et WTI-condensats d'autre part. En outre, les fluctuations des prix tendent à ne pas être parallèles. En 2011, l'écart négatif du WTI par rapport aux pétroles légers extracôtiers a augmenté, l'écart positif des condensats par rapport au WTI s'est creusé puisque le baril marginal de condensats sur les marchés de l'Alberta provient de marchés liés aux prix mondiaux et non pas aux prix intérieurs américains, et qu'il n'inclut pas un écart positif intégré provenant des marchés intérieurs américains contrairement au prix de référence du WTI. Cependant, au quatrième trimestre de 2011, l'écart négatif du WTI par rapport aux pétroles légers extracôtiers a commencé à se résorber à l'annonce du projet de renversement du sens d'écoulement du pétrole brut du pipeline Seaway au milieu de 2012. Ce renversement prévu permettra d'approvisionner en pétrole brut les raffineries de la côte du Golfe du Mexique depuis la plaque tournante de Cushing, en Oklahoma. Au vu de cet accès prochain aux marchés du Golfe du Mexique, les prix du WTI ont remonté en regard des prix de référence des pétroles légers extracôtiers.

Prix de référence – marges de craquage 3-2-1 des raffineries

La marge de craquage 3-2-1 des raffineries est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre. Les marges de craquage moyennes sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que groupe 3) ont enregistré un relèvement notable par rapport aux périodes correspondantes de 2010, du fait des écarts négatifs par rapport au brut intérieur et au fait que les prix des produits raffinés demeurent liés aux prix des marchés mondiaux, lesquels ont augmenté sensiblement en 2011. Au quatrième trimestre de 2011, les marges de craquage ont fléchi comparativement au trimestre précédent lorsqu'il a été annoncé que le sens d'écoulement du pipeline Seaway serait renversé au milieu de 2012, ce qui a fait monter le prix des charges de pétrole brut et a comprimé l'écart par rapport aux prix du marché mondial. À l'heure actuelle, le pipeline Seaway transporte le pétrole brut du Golfe du Mexique jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Le renversement du sens d'écoulement permettra de réduire l'approvisionnement excédentaire de pétrole brut en acheminant le pétrole brut lourd aux raffineries de la côte du Golfe du Mexique.



Les marges de craquage donnent un aperçu simplifié du marché et sont calculées selon la méthode du premier entré, premier sorti, et le prix de la charge de pétrole brut correspond au prix du WTI du mois courant. Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs dont la diversité des sources de charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, outre les coûts des produits achetés, qui sont établis selon la méthode du premier entré, premier sorti.

Autres prix de référence

Les prix du gaz naturel sont demeurés faibles en 2011. La faiblesse des prix rend compte de la croissance marquée et constante des stocks provenant de bassins de gaz naturel riche en liquides et de la lenteur de la réaction du marché face au fléchissement des prix du gaz. Cenovus ne s'attend pas à ce que les prix s'améliorent beaucoup en 2012 étant donné que la demande ne devrait pas progresser assez rapidement pour absorber l'actuel approvisionnement excédentaire.

En 2011, le dollar canadien s'est affermi par rapport au dollar américain. L'appréciation du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet néfaste sur les produits des activités ordinaires de Cenovus étant donné que les prix de vente du pétrole brut et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. De façon analogue, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute appréciation du dollar canadien comprime les résultats que déclare la société, bien qu'elle réduise les dépenses d'investissement liées au raffinage de la société pour la période écoulée.

INFORMATION FINANCIÈRE

En 2011, Cenovus a commencé à présenter son information financière selon les IFRS. Conformément à IFRS 1, la date de transition aux IFRS était le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, les chiffres comparatifs de 2010 ont été retraités conformément aux IFRS. L'information financière de 2009 contenue dans le présent rapport de gestion a été préparée conformément au référentiel comptable antérieur et, comme le permet IFRS 1, elle n'a pas été présentée de nouveau en IFRS. Pour de plus amples renseignements sur les méthodes comptables en IFRS de Cenovus, se reporter à la rubrique « Méthodes comptables et estimations » du présent rapport de gestion ainsi qu'aux notes annexes aux états financiers consolidés.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2011	2011 c. 2010	2010	2010 c. 2009	2009
Produits des activités ordinaires ¹⁾	15 696	24 %	12 641	15 %	11 031
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	3 862	30 %	2 981	(29) %	4 189
Flux de trésorerie ²⁾	3 276	36 %	2 412	(15) %	2 845
- dilués par action ³⁾	4,32	35 %	3,20	(16) %	3,79
Résultat opérationnel ²⁾	1 239	55 %	799	(48) %	1 522
- dilué par action ³⁾	1,64	55 %	1,06	(48) %	2,03
Résultat net	1 478	37 %	1 081	(32) %	818
- de base par action ³⁾	1,96	36 %	1,44	(32) %	1,09
- dilué par action ³⁾	1,95	36 %	1,43	(31) %	1,09
Total de l'actif	22 194	12 %	19 840	(9) %	21 755
Total de la dette à long terme	3 527	3 %	3 432	(6) %	3 656
Autres obligations à long terme	5 873	7 %	5 503	(15) %	6 507
Dépenses d'investissement ⁴⁾	2 723	29 %	2 115	(2) %	2 162
Dividendes en numéraire ⁵⁾	603		601		159
- par action ⁵⁾	0,80		0,80		0,20 \$ US

(préparés selon le référentiel comptable antérieur)

- 1) La composante imputée aux produits des gains nets de couverture financière réalisés et latents de 486 M\$ pour 2009 a été reclassée aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.
- 2) Mesures financières n'ayant aucune définition normalisée prescrite par les IFRS et définies dans le présent rapport de gestion.
- 3) Tout montant par action antérieur au 1^{er} décembre 2009 a été calculé en fonction des soldes d'actions ordinaires d'Encana Corporation (« Encana ») selon les modalités de l'arrangement décrit à la rubrique *Mise en garde*.
- 4) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.
- 5) Le dividende du quatrième trimestre de 2009 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 DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre	
	2011 c. 2010	2010 c. 2009 ¹⁾
Début de l'exercice	12 641 \$	11 031 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	584	428
Hydrocarbures classiques	9	(110)
Raffinage et commercialisation	2 397	1 306
Activités non sectorielles et éliminations	65	(14)
Fin de l'exercice	15 696 \$	12 641 \$

1) La composante imputée aux produits des gains nets de couverture financière réalisés et latents de 486 M\$ pour 2009 a été reclassée aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

Pour 2011, les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû du fait essentiellement de la hausse des prix moyens du pétrole brut, de l'accroissement de la production de pétrole brut et de l'augmentation des prix des condensats.

Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont monté légèrement en 2011, alors que l'accroissement des prix moyens du pétrole brut et l'augmentation de la production de pétrole léger et moyen ont été presque entièrement annulés par le fléchissement des prix de vente moyens du gaz naturel et les baisses prévues de la production de gaz naturel.

Les produits du secteur Raffinage et commercialisation en 2011 ont augmenté, du fait principalement de l'amélioration des prix des produits raffinés et des volumes connexes, ainsi que des produits liés aux ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation.

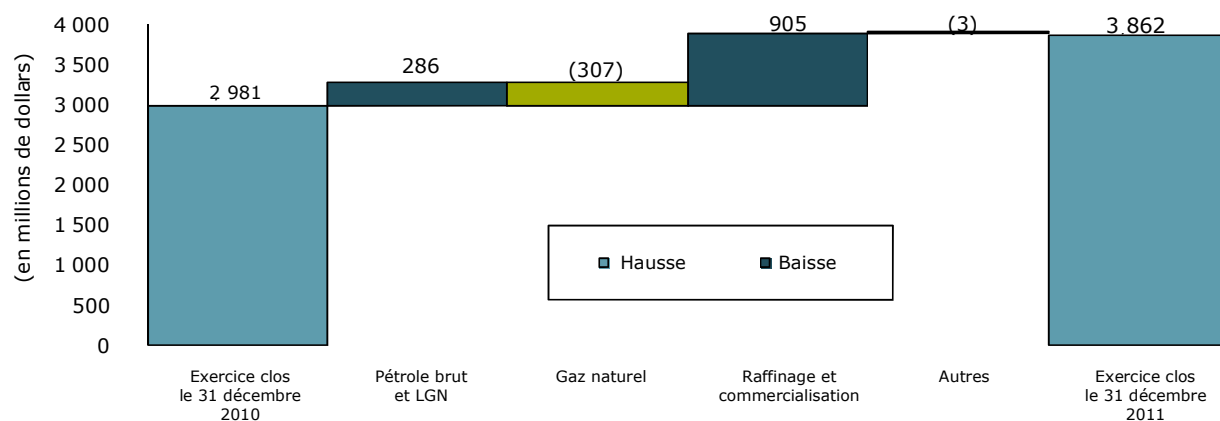
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions de dollars)	2011	2010	2009 <i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Sables bitumineux			
Pétrole brut et LGN	1 210 \$	1 047 \$	1 002 \$
Gaz naturel	52	77	181
Autres	6	7	(2)
Hydrocarbures classiques			
Pétrole brut et LGN	881	758	753
Gaz naturel	725	1 007	1 880
Autres	7	9	7
Raffinage et commercialisation	981	76	368
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 862 \$	2 981 \$	4 189 \$

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui 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'un exercice à l'autre. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges opérationnelles ainsi que de la taxe à la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés, moins les pertes réalisées liées à la gestion des risques. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ne tiennent pas compte des profits ou pertes latents liés à la gestion des risques qui sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

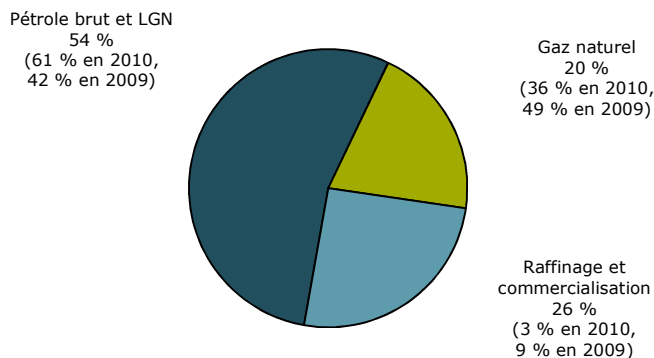
Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2010



Pour l'ensemble de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 881 M\$ surtout du fait de l'accroissement de 905 M\$ lié au secteur Raffinage et commercialisation attribuable essentiellement à l'amélioration des marges de raffinage. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au pétrole brut et aux LGN ont augmenté de 286 M\$, du fait de la hausse de la moyenne des prix de vente et des volumes de vente. La réduction de 307 M\$ liée au gaz naturel est causée par la diminution des volumes imputable en partie à la sortie d'actifs gaziers non essentiels à la fin du troisième trimestre de 2010 et au fléchissement des prix de vente moyens.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 3 862 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011

Le pourcentage des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation a augmenté sensiblement en 2011, essentiellement en raison de l'amélioration des marges de raffinage. Le pétrole brut et les LGN ont généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 2 091 M\$ en 2011 (1 805 M\$ en 2010, 1 755 M\$ en 2009), en hausse de 286 M\$ par rapport à 2010. Malgré cette augmentation, le pourcentage des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au pétrole brut et aux LGN a fléchi d'environ 54 %. Le pourcentage des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel a reculé en regard de 2010 du fait des baisses prévues de la production de la société et du fléchissement des prix de vente.



Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

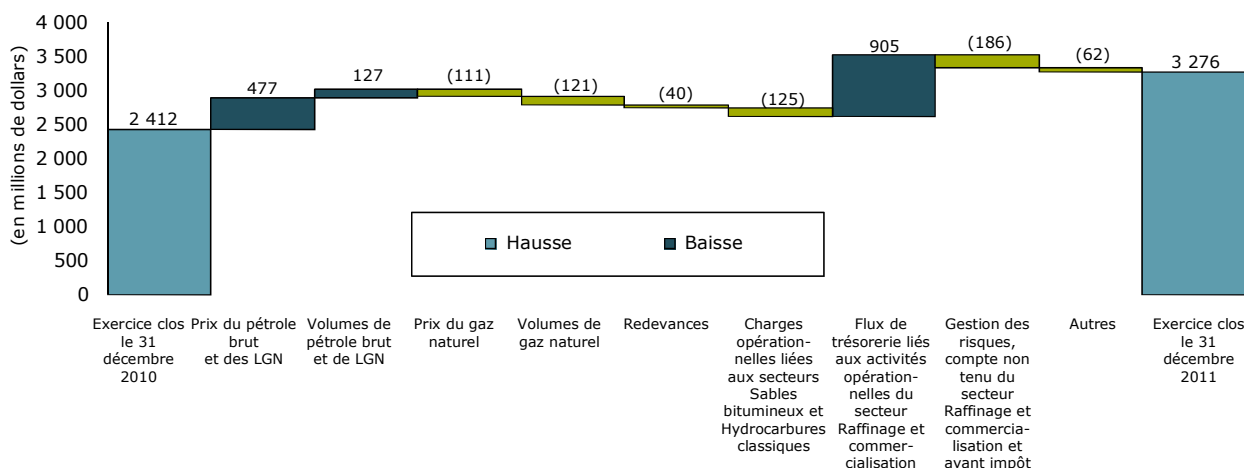
FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)

	2011	2010	2009
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 273 \$	2 591 \$	3 039 \$
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(82)	(55)	(26)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	79	234	220
Flux de trésorerie	3 276 \$	2 412 \$	2 845 \$

Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR qui correspond aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, compte non tenu 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'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2010



Pour 2011, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 864 M\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- la hausse notable de 905 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation, du fait surtout de l'amélioration des marges de raffinage;
- la progression de 16 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui est passé à 72,84 \$ le baril;
- l'augmentation de 4 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN de la société, qui cadre avec l'accroissement des volumes de production provenant essentiellement de Christina Lake et de Foster Creek et du pétrole brut léger et moyen classique;
- la baisse des charges d'intérêts en raison de l'appréciation moyenne du dollar canadien en 2011, de la diminution des intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars américains de la société et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise et la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au fil des remboursements trimestriels.

La hausse des flux de trésorerie en 2011 a été atténuée par les facteurs suivants :

- les profits réalisés de 82 M\$ liés à la gestion des risques avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des profits de 268 M\$ en 2010;
- la hausse des charges opérationnelles, principalement liée à la production de pétrole brut et de LGN, du fait de l'accroissement du personnel à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake, de l'augmentation des activités de réparation et de maintenance et des révisions prévues, de la hausse des coûts d'électricité et de la croissance de la production issue de Bakken et Lower Shaunavon où la production provient essentiellement de batteries à puits unique, facteur qui accroît les coûts liés au camionnage, à l'acheminement des liquides et à la location de matériel;
- le recul de 11 % de la production de gaz naturel par suite de la sortie d'actifs non essentiels en 2010, de la réduction des dépenses d'investissement et des baisses normales de rendement prévues;

- une diminution de 11 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est établi à 3,65 \$ le kpi³;
- la montée de 59 M\$ de la charge d'impôt exigible, hormis l'impôt exigible à l'égard des sorties d'actifs, qui est imputable à l'importante utilisation en 2010 de certaines catégories fiscales canadiennes acquises à la constitution de la société, laquelle avait réduit la charge d'impôt exigible en 2010;
- des pertes de change réalisées de 68 M\$ en 2011 comparativement à des pertes de 18 M\$ en 2010, essentiellement attribuables aux règlements trimestriels de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise;
- l'accroissement de 40 M\$ des redevances, essentiellement imputable à la hausse des prix du WTI libellés en dollars canadiens utilisés pour calculer les taux de redevances et l'amélioration de la production de pétrole brut, facteurs en partie contrebalancés par le fléchissement de la production de gaz naturel et le fait que Cenovus a reçu l'autorisation de la part du ministère de l'Énergie de l'Alberta d'inclure la totalité des dépenses d'investissement antérieures relativement aux phases d'expansion F, G et H de Foster Creek au calcul des redevances courantes de Foster Creek, facteur qui a donné lieu à une réduction exceptionnelle d'environ 65 M\$.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

(en millions de dollars)	2011	2010	2009 <i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Résultat net	1 478 \$	1 081 \$	818 \$
(Ajouter) déduire			
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	134	34	(494)
Profits (pertes) de change non opérationnels, après impôt ²⁾	14	153	(210)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs, après impôt	91	83	-
Profits découlant d'un achat avantageux, après impôt	-	12	-
Résultat opérationnel	1 239 \$	799 \$	1 522 \$

- 1) Les profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt, tiennent compte de la reprise de profits (pertes) latents constatés au cours de périodes antérieures.
- 2) Comprend les profits (pertes) de change latents, après impôt, à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, les profits (pertes) de change, après impôt, au règlement d'opérations intersociétés et la charge d'impôt différé au titre du change lié à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement.

Le résultat opérationnel est une mesure hors PCGR qui correspond au résultat net, compte non tenu du profit ou de la perte après impôt sur les activités abandonnées, du profit au titre d'un achat avantageux, après impôt, de l'incidence après impôt des profits (pertes) latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits (pertes) de change, après impôt, à la conversion d'éléments non opérationnels, de l'incidence après impôt des profits (pertes) à la sortie d'actifs et de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi. La société estime que ces éléments non opérationnels réduisent la comparabilité des résultats financiers sous-jacents de Cenovus d'une période à l'autre. Le rapprochement du résultat opérationnel ci-dessus vise à fournir aux investisseurs des informations davantage comparables d'une période à l'autre.

La progression du résultat opérationnel en 2011 concorde avec l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui a été en partie contrebalancé par la hausse des frais généraux et frais d'administration et de la charge d'impôt (compte non tenu de l'impôt différé sur les profits et pertes latents liés à la gestion des risques, les profits et pertes de change non opérationnels et les sorties d'actifs).

VARIATION DU RÉSULTAT NET

(en millions de dollars)

Bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2010	1 081 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	881
Activités non sectorielles et éliminations	
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	100
Profits (pertes) de change latents	(27)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(9)
Charges ¹⁾	(86)
Amortissement et épuisement	7
Charge de prospection	3
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques	(472)
Bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2011	1 478 \$

1) Tient compte des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, du montant net des autres (produits) charges ainsi que des charges opérationnelles du secteur Activités non sectorielles et éliminations.

En 2011, le résultat net a progressé de 397 M\$ comparativement à 2010. Les facteurs répertoriés ci-dessus, qui ont fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société en 2011, ont aussi rehaussé le résultat net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net de 2011 figurent les suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 134 M\$, après impôt, contre des profits de 34 M\$ en 2010;
- des profits de change latents de 42 M\$ contre des profits de 69 M\$ en 2010, en raison de l'effet de l'affaiblissement du dollar canadien au 31 décembre 2011 sur la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains, facteur en partie contrebalancé par la conversion de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellée en dollars américains;
- une augmentation de 49 M\$ des frais généraux et frais d'administration en raison surtout de la hausse des salaires et des avantages sociaux, des coûts liés au soutien de bureau, outre l'augmentation des primes d'intéressement à long terme;
- une diminution des profits au titre des sorties d'actifs puisque la société a constaté des profits de 107 M\$ en 2011 comparativement à des profits de 116 M\$ en 2010 à la vente de biens non essentiels;
- une baisse de 7 M\$ de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement étant donné que l'accroissement de la production de pétrole brut et la perte de valeur de 45 M\$ visant un actif de raffinage ont été en partie contrebalancés par l'ajout de réserves prouvées à Foster Creek à la fin de 2010 et la baisse de la production de gaz naturel;
- une hausse de la charge d'impôt, qui s'est établie à 683 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 211 M\$ en 2010.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT, MONTANT NET

(en millions de dollars)

	2011	2010	2009
			(préparés selon le référentiel comptable antérieur)
Sables bitumineux	1 415 \$	857 \$	629 \$
Hydrocarbures classiques	788	526	466
Raffinage et commercialisation	393	656	1 033
Activités non sectorielles	127	76	34
Dépenses d'investissement	2 723	2 115	2 162
Acquisitions	71	86	3
Sorties d'actifs	(173)	(307)	(222)
Dépenses d'investissement, montant net ¹⁾	2 621 \$	1 894 \$	1 943 \$

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation. Aux fins de la gestion de son programme d'investissement, la société n'établit aucune distinction entre les charges liées aux actifs de prospection et d'évaluation et les autres immobilisations corporelles. Par conséquent, en ce qui concerne ses dépenses d'investissement, elle n'a pas non plus séparé les actifs de prospection et d'évaluation des immobilisations corporelles dans le présent rapport de gestion.

En 2011, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont porté sur la construction du site, l'ingénierie des installations et l'approvisionnement à Foster Creek relativement aux phases d'expansion F, G et H. À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont visé la préparation du site et la construction des installations pour les phases d'expansion D, E et F, et l'achèvement des travaux de construction de la phase C. À Pelican Lake, les dépenses d'investissement comprenaient le forage intercalaire en prévision de l'injection de polymères ainsi que les travaux d'expansion et de maintenance des installations. La société a également foré 480 puits de forage stratigraphique bruts en 2011, dont 440 durant le premier trimestre, soit son programme le plus ambitieux à ce jour. Les résultats serviront à l'expansion et à la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques en 2011 étaient principalement axées sur la mise en valeur des biens de pétrole brut de la société, notamment des travaux liés au forage, à la complétion et aux installations dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken. Les dépenses d'investissement de ce secteur ont augmenté par rapport à 2010 et cadrent avec les prévisions pour 2011, malgré les inondations au deuxième trimestre de 2011 dans le sud de la Saskatchewan qui ont limité l'accès aux biens de la société.

Quant aux dépenses d'investissement liées aux activités du secteur Raffinage et commercialisation en 2011, elles ont visé essentiellement les travaux de construction liés au projet CORE de la raffinerie de Wood River. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Les dépenses d'investissement du secteur Activités non sectorielles en 2011 visaient les améliorations locatives et les coûts liés aux technologies de l'information.

Acquisitions et sorties d'actifs

En 2011, les acquisitions concernaient essentiellement l'acquisition aux fins de prospection et d'évaluation de terrains qui jouxtent les biens essentiels de la société. Les sorties d'actifs comprenaient la vente des installations terminales portuaires de Kitimat, en Colombie-Britannique, ainsi que certains terrains non mis en valeur.

DÉCISIONS RELATIVES AUX DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Le tableau ci-après présente le processus de répartition des capitaux depuis la constitution de Cenovus. Il importe de comprendre que l'approche disciplinée de la société à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des flux de trésorerie, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux capitaux engagés, c'est-à-dire les dépenses d'investissement nécessaires pour poursuivre les activités d'expansion autorisées à l'égard des projets à phases multiples de la société et pour exercer ses activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes significatifs afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement, soit les dépenses d'investissement engagées pour les projets allant au-delà de ceux visés par les capitaux engagés.

Ce processus de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux ainsi que l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui lui permettent de rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent.

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010	2009 <i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Flux de trésorerie	3 276 \$	2 412 \$	2 845 \$
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	2 723	2 115	2 162
Flux de trésorerie disponibles ⁽¹⁾	553	297	683
Dividendes versés ⁽²⁾	603	601	159
	(50) \$	(304) \$	524 \$

⁽¹⁾ Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux flux de trésorerie déduction faite des dépenses d'investissement.

⁽²⁾ Le dividende de 2009 correspond au dividende du quatrième trimestre établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

ACTIVITÉS DE GESTION DES RISQUES

La stratégie de gestion des risques de Cenovus consiste à utiliser des instruments financiers en vue de préserver et de stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. Les contrats d'instruments financiers sont comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations des profits ou pertes établis à la valeur de marché aux termes de ces instruments financiers ont une incidence sur le résultat net jusqu'au règlement des contrats en question et sont issues de la volatilité des prix à terme des marchandises et des fluctuations du solde des contrats non réglés. Ce programme accroît la stabilité des flux de trésorerie et a, par le passé, fourni un avantage financier net. Toutefois, rien ne garantit que ce sera toujours le cas.

Les montants réalisés liés à la gestion des risques indiqués dans les tableaux ci-dessous ont une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie, le résultat opérationnel et le résultat net de la société. Les montants latents liés à la gestion des risques sont des éléments hors trésorerie imputés au résultat net qui ont une incidence sur les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et éliminations. Des renseignements complémentaires concernant les instruments financiers figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	2011			2010			2009		
	Montants réalisés	Montants latents	Total	Montants réalisés	Montants latents	Total	Montants réalisés	Montants latents	Total
Pétrole brut	(135) \$	106 \$	(29) \$	(17) \$	(92) \$	(109) \$	49 \$	(102) \$	(53) \$
Gaz naturel	210	38	248	289	152	441	1 105	(566)	539
Raffinage	(14)	7	(7)	10	(8)	2	(34)	(10)	(44)
Électricité	7	29	36	(4)	(6)	(10)	(4)	(20)	(24)
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	68	180	248	278	46	324	1 116	(698)	418
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	17	46	63	79	12	91	312	(204)	108
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	51 \$	134 \$	185 \$	199 \$	34 \$	233 \$	804 \$	(494) \$	310 \$

En 2011, la stratégie de gestion des risques de la société a entraîné des pertes réalisées sur les instruments financiers liés au pétrole brut et des profits réalisés sur les instruments financiers liés au gaz naturel. Ces résultats concordent avec les prix fixés par contrat en fonction du contexte commercial actuel, marqué par le fléchissement des prix de référence du gaz naturel et la progression des prix de référence du WTI pour le pétrole brut qui, à la fin de 2011, se situait à un niveau supérieur à celui de 2010. La société a également comptabilisé des profits latents sur les instruments financiers liés au pétrole brut et au gaz naturel du fait du recul des prix sur le marché à terme des marchandises à la fin de 2011 en regard des prix fixés par contrat. Pour de plus amples renseignements sur les volumes et prix fixés par contrat, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

VOLUMES DE PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN

(b/j)	2011	2011 c. 2010	2010	2010 c. 2009	2009
Sables bitumineux					
Foster Creek	54 868	7 %	51 147	36 %	37 725
Christina Lake	11 665	48 %	7 898	18 %	6 698
Pelican Lake	20 424	-11 %	22 966	-8 %	24 870
Senlac	-	-	-	-	3 057
Hydrocarbures classiques					
Pétrole lourd	15 657	-6 %	16 659	-7 %	17 888
Pétrole moyen et léger	30 524	4 %	29 346	-3 %	30 394
LGN ¹⁾	1 101	-6 %	1 171	-3 %	1 206
	134 239	4 %	129 187	6 %	121 838

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

En 2011, la production de pétrole brut et de LGN de Cenovus a crû de 4 % du fait principalement de l'accroissement de la production à Christina Lake et à Foster Creek, ainsi que de la production accrue de pétrole léger et moyen du secteur Hydrocarbures classiques. Ces augmentations ont été en partie annulées par la réduction temporaire de la production à Pelican Lake, attribuable aux feux de friches qui ont restreint le transport par pipeline au deuxième trimestre, outre les révisions prévues à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake. Les facteurs qui ont eu une incidence sur la production du secteur Hydrocarbures classiques étaient les suivants : les baisses de rendement normales des activités liées au pétrole lourd, les inondations et les conditions pluvieuses dans le sud de la Saskatchewan et en Alberta au deuxième trimestre, ainsi que de mauvaises conditions météorologiques hivernales au premier trimestre, outre la sortie d'actifs non essentiels au deuxième trimestre de 2010. La production moyenne de pétrole brut et de LGN en décembre 2011 s'est établie à 150 977 barils par jour, soit une augmentation de 22 971 barils par jour, ou 18 % par rapport à décembre 2010, qui était essentiellement attribuable à l'amplification de la production issue de Christina Lake ainsi que celle de pétrole léger et moyen dans le secteur Hydrocarbures classiques. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production de pétrole brut et de LGN, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

VOLUMES DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL

(Mpi ³ /j)	2011	2011 c. 2010	2010	2010 c. 2009	2009
Hydrocarbures classiques	619	(11) %	694	(11) %	784
Sables bitumineux	37	(14) %	43	(19) %	53
	656	(11) %	737	(12) %	837

Le recul de la production de gaz naturel de la société en 2011 par rapport à 2010 est imputable à la décision stratégique de la société de réduire depuis deux ans les dépenses d'investissement portant sur les actifs liés au gaz naturel et d'investir davantage dans les projets de pétrole brut. En 2010, la société avait de plus procédé à la sortie de biens gaziers non essentiels responsables d'une production représentant environ 4 % de sa production en 2010. Les conditions météorologiques, dont des froids extrêmes au premier trimestre et des conditions pluvieuses au deuxième trimestre de 2011, expliquent aussi la réduction de la production de gaz naturel de la société. Bien que la production de gaz naturel ait fléchi en glissement annuel, la production pour 2011 est demeurée stable au cours de l'exercice en dépit du faible niveau de dépenses d'investissement. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production de gaz naturel, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

PRIX NETS OPÉRATIONNELS

	2011		2010		2009	
	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
	<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>					
Prix ¹⁾	72,84 \$	3,65 \$	62,96 \$	4,09 \$	57,14 \$	4,15 \$
Redevances	9,84	0,06	9,33	0,07	5,62	0,08
Transport et fluidification ¹⁾	2,76	0,15	1,88	0,17	1,60	0,15
Charges opérationnelles	13,47	1,10	11,74	0,95	10,67	0,86
Taxe à la production et impôts miniers	0,56	0,04	0,62	0,02	0,65	0,05
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	46,21	2,30	39,39	2,88	38,60	3,01
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques	(2,79)	0,87	(0,36)	1,07	1,10	3,63
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	43,42 \$	3,17 \$	39,03 \$	3,95 \$	39,70 \$	6,64 \$

1) Les prix du pétrole brut et des LGN et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats utilisés pour la fluidification du pétrole brut de 24,91 \$ le baril (20,36 \$ le baril en 2010, 14,55 \$ le baril en 2009).

En 2011, le prix net moyen pour le pétrole brut et les LGN, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a monté de 6,82 \$ le baril, du fait essentiellement de la hausse des prix de vente attribuable à l'amélioration des prix de référence. L'augmentation des prix de référence a également entraîné celle des redevances. La hausse des prix de vente a été en partie compensée par l'augmentation des charges opérationnelles ainsi que des frais de transport et de fluidification. La hausse des redevances opérationnelles est attribuable essentiellement à l'accroissement des niveaux de dotation et à l'augmentation des activités de réparation et de maintenance à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake. Les frais de transport ont crû en raison de l'expansion vers de nouveaux marchés où écouler la production accrue de pétrole brut.

Le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a reculé de 0,58 \$ le kpi³ du fait de la baisse des prix de vente et de la hausse des charges opérationnelles.

La rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion renferme des renseignements additionnels concernant les éléments inclus dans les prix nets opérationnels. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la stratégie de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

SECTEURS À PRÉSENTER

SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, Cenovus est associée à 50 % dans les projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake et son bien Pelican Lake, détenu en propriété exclusive, produit du pétrole lourd. La société est également propriétaire de plusieurs nouvelles zones de ressources en phase initiale d'évaluation, notamment Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake. Les actifs du secteur Sables bitumineux comprennent le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités du bien Foster Creek, qui est adjacent.

En 2011, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- l'accroissement de 270 millions de barils des volumes de réserves prouvées en raison principalement de l'obtention de l'autorisation réglementaire à l'égard des phases E, F et G;
- l'ajout de 56 millions de barils aux réserves prouvées de Foster Creek en raison des résultats encourageants du forage de délimitation, de l'amélioration du taux de récupération pour les puits employant la technologie Wedge Well^{MC} de Cenovus et de l'amélioration du rendement de la chambre à vapeur;
- la phase C de Christina Lake a été mise en production en août, soit plus tôt que prévu. Les dépenses d'investissement totales pour la phase au complet étaient en deçà du budget. La production nette à Christina Lake s'est établie en moyenne à environ 23 000 barils par jour à la fin de l'exercice;
- la mise en oeuvre du processus de dilatation par vapeur dans le cadre du démarrage de la phase C de Christina Lake a permis de devancer la mise en production initiale issue des paires de puits;
- la production moyenne a augmenté, de 7 % à Foster Creek (54 868 barils par jour) et de 48 % à Christina Lake (11 665 barils par jour);
- les révisions prévues ont été menées à terme selon l'échéancier et le budget à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake;
- Cenovus a reçu l'autorisation de la part du ministère de l'Énergie de l'Alberta d'inclure la totalité des dépenses d'investissement engagées depuis la constitution jusqu'au 30 juin 2011 relativement aux phases d'expansion F, G et H de Foster Creek au calcul de la redevance courante de Foster Creek, facteur qui a donné lieu à une réduction exceptionnelle d'environ 65 M\$ de la charge de redevances;
- Cenovus a reçu l'autorisation de la CERE à l'égard des phases d'expansion E, F et G de Christina Lake;
- Cenovus a reçu l'autorisation de ses partenaires à l'égard des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek et de la phase E de Christina Lake;
- Cenovus a mené à bien un fructueux et ambitieux programme de forage stratigraphique hivernal (480 puits bruts forés principalement au premier trimestre) afin de faire avancer les projets du secteur Sables bitumineux et de se prémunir contre d'éventuelles expirations de concessions liées à Pelican Lake;
- les ressources éventuelles de bitume selon la meilleure estimation ont augmenté de 2,1 milliards de barils, soit environ 34 %, essentiellement du fait de la conversion de ressources prometteuses en ressources éventuelles à la suite du programme de forage stratigraphique fructueux;
- la production de Pelican Lake a fléchi de 11 % pour se chiffrer à 20 424 barils par jour, en raison essentiellement de l'interruption temporaire de la production attribuable à des feux de friches dans la région, facteur qui a comprimé la production d'environ 500 barils par jour, de la révision prévue qui a réduit la production d'environ 300 barils par jour et des baisses normales de rendement prévues;
- la société a demandé la modification de l'autorisation réglementaire visant actuellement Christina Lake afin d'ajouter des installations de cogénération et d'accroître la capacité de production brute totale prévue à la phase F et à la phase G, dans chaque cas, de 10 000 barils par jour;

- Cenovus a mis à jour son plan stratégique, lequel est assorti des cibles suivantes :
 - accroissement par rapport à l'estimation initiale de 55 000 à 75 000 barils par jour de la capacité de production brute totale prévue issue des phases F, G et H de Foster Creek et des phases futures;
 - devancement d'environ un an du calendrier de mise en production des phases G et H de Foster Creek;
 - devancement d'environ six mois de la mise en production aux phases D et E de Christina Lake, soit aux quatrièmes trimestres de 2012 et de 2013, respectivement, lequel est attribuable aux efficacités des dépenses d'investissement aussi bien au chantier de modules de Nisku qu'au chantier de construction, outre l'utilisation de nouvelles technologies de démarrage et conceptions de puits;
 - accroissement de la capacité de production prévue de Pelican Lake, qui passera à 55 000 barils par jour d'ici la fin 2016.

SABLES BITUMINEUX – PÉTROLE BRUT

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2011	2010	2009 ¹⁾
			(préparés selon le référentiel comptable antérieur)
Chiffres d'affaires brut	3 217 \$	2 610 \$	2 008 \$
Déduire : redevances	282	276	129
Produits des activités ordinaires	2 935	2 334	1 879
Charges			
Transport et fluidification	1 229	934	626
Activités opérationnelles	409	339	297
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	1
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	87	14	(47)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 210	1 047	1 002
Dépenses d'investissement	1 401	850	629
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	(191)\$	197 \$	373 \$

1) En 2009, les gains de couverture financière réalisés de 48 M\$ imputés aux produits et les pertes de couverture financière réalisées de 1 M\$ imputées aux charges d'exploitation ont été reclassés aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

Variation des produits des activités ordinaires

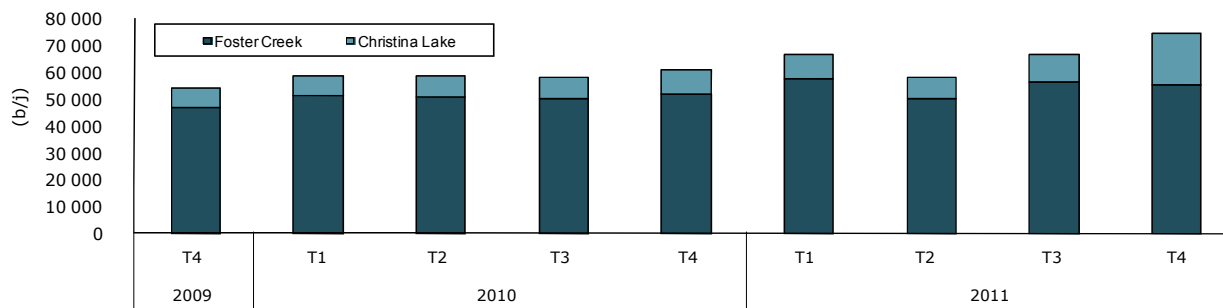
(en millions de dollars)	Exercice clos le 31 décembre 2010	Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	Exercice clos le 31 décembre 2011
	2 334 \$	253	97	(6)	257	2 935 \$

1) Les produits comprennent la valeur des condensats vendus pour la fluidification du bitume. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de fluidification.

Volumes de production

Pétrole brut (b/j)	2011	2011 c. 2010	2010	2010 c. 2009	2009
Foster Creek	54 868	7 %	51 147	36 %	37 725
Christina Lake	11 665	48 %	7 898	18 %	6 698
Sous total	66 533	13 %	59 045	33 %	44 423
Pelican Lake	20 424	-11 %	22 966	-8 %	24 870
Senlac	-	-	-	- %	3 057
	86 957	6 %	82 011	13 %	72 350

Volumes de production de Foster Creek et de Christina Lake par trimestre



En 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a progressé de 14 % pour s'établir à 67,99 \$ le baril par rapport à 2010, ce qui s'explique par l'augmentation du prix de référence du WCS, en partie contrebalancée par la hausse des coûts liés aux condensats et l'appréciation du dollar canadien.

À Foster Creek, la production a augmenté de 7 % principalement du fait de l'amélioration de l'efficacité de l'usine et du rendement des puits découlant de la réduction des temps d'arrêt et de l'amélioration du rapport vapeur/pétrole, facteurs qui ont été annulés en partie par la révision prévue effectuée au deuxième trimestre de 2011. À Christina Lake, la production a augmenté de 48 % à la suite principalement du démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2010, ainsi qu'en raison de deux nouvelles paires de puits qui ont été mises en production au quatrième trimestre de 2010 et de quatre puits (utilisant la technologie Wedge Well^{MC} de Cenovus) qui ont été mis en production en 2011, facteurs qui ont été atténués par la révision prévue qui a été achevée au deuxième trimestre de 2011. Le fléchissement de la production issue de Pelican Lake est essentiellement imputable à la réduction temporaire de la production au deuxième trimestre de 2011 en raison des feux de friches dans la région qui ont comprimé la production d'environ 500 barils par jour pour l'exercice. Le recul de la production à Pelican Lake s'explique également par la révision prévue au troisième trimestre de 2011 qui a réduit la production d'environ 300 barils par jour, les baisses de production normales prévues et la répartition par suite des perturbations touchant le transport par pipeline, facteurs qui ont été en partie compensés par l'accroissement de la production découlant des activités d'injection de polymères en 2011.

Le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux de la société se base sur le prix de référence du WTI en dollars canadiens et les volumes connexes pour les redevances antérieures à la récupération des coûts (Christina Lake) et les prix, volumes, outre les charges opérationnelles et dépenses d'investissement autorisées, pour les projets ayant atteint le stade de récupération des coûts (Foster Creek et Pelican Lake). Les redevances ont augmenté de 6 M\$ en 2011 du fait essentiellement de l'accroissement de la production à Christina Lake et à Foster Creek, de la hausse du prix du WTI en dollars canadiens et du fait que Foster Creek a atteint le stade de la récupération des coûts depuis le premier trimestre de 2010, soit une période complète de douze mois. Si le ministère de l'Énergie de l'Alberta n'avait pas donné son autorisation d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek depuis la constitution jusqu'au 30 juin 2011 au calcul des redevances courantes de Foster Creek, les redevances auraient été supérieures d'environ 65 M\$. Ces augmentations ont été également contrebalancées par la hausse des dépenses d'investissement et le recul de la production à Pelican Lake. En 2011, les taux de redevance réels se sont établis à 16,8 % pour Foster Creek (16,2 % en 2010, 2,7 % en 2009), à 5,2 % pour Christina Lake (3,9 % en 2010, 2,3 % en 2009) et à 11,5 % pour Pelican Lake (21,1 % en 2010, 20,1 % en 2009).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 295 M\$ en 2011. La portion de la hausse attribuable aux condensats (fluidification) s'est chiffrée à 257 M\$ et avait trait à l'augmentation du coût moyen des condensats et des volumes nécessaires du fait de l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake. Les frais de transport se sont accrus de 38 M\$ surtout du fait de l'accroissement des volumes de production, de l'augmentation des charges liées au transport engagées au premier trimestre en vue de pénétrer les marchés disponibles afin d'éviter la réduction des volumes à la suite de fermetures de puits attribuables aux restrictions touchant le transport par pipeline, ainsi que le transport supplémentaire pour permettre à Cenovus d'accéder à un marché extracôtier au quatrième trimestre.

Les charges opérationnelles pour 2011 visaient principalement la dotation en personnel, les activités de reconditionnement et les activités de réparation et de maintenance, les coûts du combustible pour Foster Creek et

Christina Lake, outre l'utilisation de produits chimiques à Pelican Lake et à Foster Creek. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 70 M\$ en 2011 en raison des révisions prévues à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake, de la hausse des niveaux de dotation, de la progression des coûts de réparation et de maintenance et de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme, facteurs qui ont été compensés en partie par la diminution des coûts du camionnage et des produits chimiques.

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 87 M\$ (pertes de 14 M\$ en 2010, profits de 47 M\$ en 2009), ce qui cadre avec le fait que, en 2011, les prix de référence moyens ont été supérieurs aux prix fixés par contrat.

SABLES BITUMINEUX – GAZ NATUREL

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société à Athabasca et d'autres biens de moindre importance. Par suite essentiellement des baisses normales de rendement prévues, la production de gaz naturel de Cenovus a fléchi pour s'établir à 37 Mpi³/j en 2011 (43 Mpi³/j en 2010, 53 Mpi³/j en 2009). Du fait de la production à la baisse ainsi que du recul des prix du gaz naturel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont repliés pour se chiffrer à 52 M\$ en 2011 (77 M\$ en 2010, 181 M\$ en 2009).

SABLES BITUMINEUX – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	2011	2010	2009
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Foster Creek	429 \$	277 \$	262 \$
Christina Lake	472	346	224
Total partiel	901	623	486
Pelican Lake	317	104	72
Nouvelles zones de ressources	180	113	17
Autres ¹⁾	17	17	54
Dépenses d'investissement ²⁾	1 415 \$	857 \$	629 \$

1) Comprend le gaz naturel d'Athabasca.

2) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.

En 2011, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement la mise en valeur des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, l'agrandissement des installations et les activités de forage intercalaire liées à l'injection de polymères à Pelican Lake, outre le forage stratigraphique à l'appui de la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux.

Par rapport à 2010, les dépenses d'investissement à Foster Creek en 2011 ont augmenté du fait surtout du forage de 118 puits stratigraphiques bruts en 2011 (82 puits en 2010, 65 puits en 2009) et de l'accroissement des dépenses liées à la construction du site, à l'ingénierie des installations et à l'approvisionnement pour les phases d'expansion F, G et H. Les dépenses d'investissement à Foster Creek incluaient aussi les capitaux affectés à la maintenance pour les phases en production et les dépenses liées aux infrastructures.

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté en 2011 comparativement à 2010 par suite essentiellement de l'expansion des phases D, E et F, notamment la préparation du site et la construction des installations, les capitaux affectés à la maintenance des phases en production, outre le forage de 63 puits stratigraphiques bruts (24 puits en 2010, 28 puits en 2009). La société prévoit accroître la capacité de production brute jusqu'à environ 138 000 barils par jour avec l'achèvement des phases D et E. La mise en production de la phase D devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2012 et celle de la phase E devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2013, le démarrage des deux phases étant maintenant devancé de six mois par rapport à l'échéancier initial. Ce devancement est attribuable aux efficacités des dépenses d'investissement aussi bien au chantier de modules de Nisku qu'au chantier de construction, outre l'utilisation de nouvelles technologies de démarrage et conceptions de puits.

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement en 2011 visaient essentiellement le forage intercalaire en vue de faire progresser l'injection de polymères, outre le forage stratigraphique, l'expansion des installations et les capitaux affectés à la maintenance. Les dépenses consacrées aux installations portent surtout sur l'expansion de la capacité de Pelican Lake grâce à l'ajout et à la modernisation des groupes de chaudières et des pipelines de transport de pétrole sous forme d'émulsion.

(nombre de puits productifs bruts forés ¹⁾)	2011	2010	2009
Foster Creek	21	37	42
Christina Lake	19	32	-
Total partiel	40	69	42
Pelican Lake	31	12	5
Grand Rapids	-	1	-
Autres	3	-	11
	74	82	58

¹⁾ Compte tenu de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de Cenovus.

En ce qui a trait aux nouvelles zones de ressources, les dépenses d'investissement de 2011 concernaient principalement les essais stratigraphiques, l'achèvement des programmes de prospection sismique à l'appui des futurs projets de sables bitumineux et le projet pilote de Grand Rapids. La première extraction au projet pilote de Grand Rapids a été obtenue au troisième trimestre de 2011. Les résultats à ce jour sont conformes aux prévisions et permettront à Cenovus de mieux comprendre la performance de la technique DGMV dans la formation Grand Rapids.

Puits de forage stratigraphique

Conformément à sa stratégie qui consiste à maximiser la valeur de ses ressources, Cenovus a achevé son plus important programme de forage stratigraphique au cours du premier trimestre de 2011 et a entrepris son prochain programme de forage stratigraphique au quatrième trimestre. Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek et à Christina Lake sont liés aux prochaines phases d'expansion, tandis que les autres puits de forage stratigraphique visent à continuer la collecte de données sur la qualité des projets de la société et à appuyer les demandes d'autorisation réglementaire. Cenovus a également foré plusieurs puits à Pelican Lake afin de se prémunir contre d'éventuelles expirations de concessions liées à ce bien. Afin de réduire les répercussions sur les infrastructures locales, les puits stratigraphiques sont surtout forés pendant les mois d'hiver, c'est-à-dire habituellement à la fin du quatrième trimestre et au début du premier trimestre.

Le programme de forage stratigraphique de 2011 a fourni la base de l'accroissement de 2,1 milliards de barils des ressources éventuelles selon la meilleure estimation, car les résultats ont donné lieu au reclassement de ressources prometteuses dans les ressources éventuelles.

(nombre de puits stratigraphiques bruts forés)	2011	2010	2009
Foster Creek	118	82	65
Christina Lake	63	24	28
Total partiel	181	106	93
Pelican Lake	57	-	-
Narrows Lake	47	39	-
Grand Rapids	59	71	17
Telephone Lake	40	26	-
Borealis	44	-	-
Autres	52	17	-
	480	259	110

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN en Alberta et en Saskatchewan. Les actifs établis de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits. La fiabilité de ces biens quant à la production et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles joue un rôle primordial dans le financement de la croissance future des projets liés au pétrole brut. La société prévoit évaluer le potentiel de nouveaux projets de pétrole brut liés à ses biens existants et dans de nouvelles régions, en particulier les zones potentielles de pétrole avare.

Les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Hydrocarbures classiques en 2011 figurent les suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables aux actifs gaziers du secteur Hydrocarbures classiques ont dépassé de 623 M\$ les dépenses d'investissement;
- la production moyenne de pétrole brut issue de Lower Shaunavon a plus que doublé pour s'établir à 2 041 barils par jour, les dépenses d'investissement étant surtout consacrées au forage, aux complétions et aux installations;
- des inondations ont restreint l'accès et entraîné l'arrêt de la production à Bakken, à Lower Shaunavon et à Weyburn, facteur qui a comprimé la production d'environ 1 400 barils par jour;
- Cenovus a géré efficacement les baisses normales de rendement prévues de ses actifs de gaz naturel qui se sont traduites par une baisse absolue de la production en glissement annuel de 11 % et une baisse de 7 %, compte non tenu des cessions de 2010;
- au chapitre des dépenses d'investissement, la priorité étant accordée désormais au pétrole brut plutôt qu'au gaz naturel, les dépenses d'investissement visant le pétrole brut ont augmenté de 89 % et la société a foré 145 puits de pétrole brut additionnels par rapport à 2010;
- la société a mis à jour son plan stratégique : elle cible une production 65 000 à 75 000 barils par jour pour les activités liées aux hydrocarbures classiques en Saskatchewan et dans le sud de l'Alberta d'ici la fin de 2016 et elle compte évaluer le potentiel de nouveaux projets de pétrole brut sur ses biens existants et dans de nouvelles régions en mettant l'accent sur les zones potentielles de pétrole avare.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – PÉTROLE BRUT et LGN

Résultats financiers

(en millions de dollars)

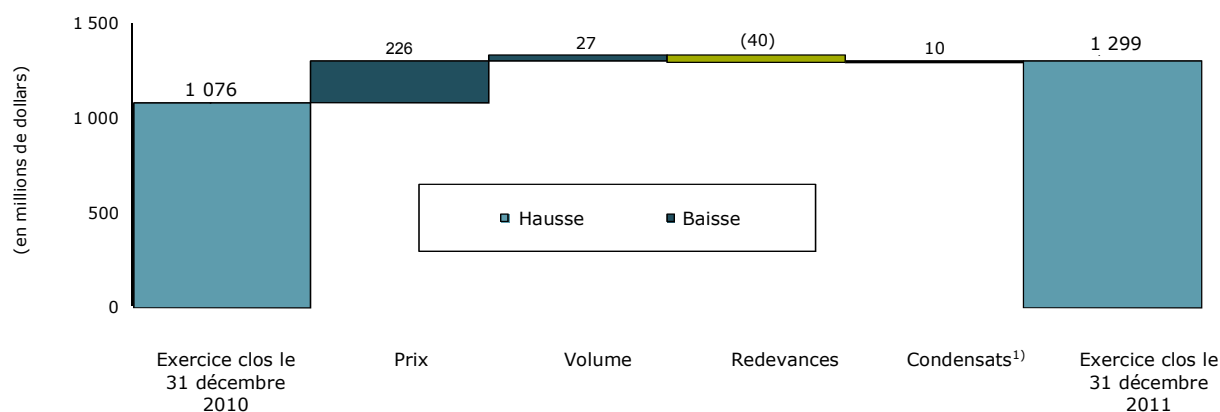
	2011	2010	2009 ¹⁾
			(préparés selon le référentiel comptable antérieur)
Chiffre d'affaires brut	1 492 \$	1 229 \$	1 161 \$
Déduire : redevances	193	153	119
Produits des activités ordinaires	1 299	1 076	1 042
Charges			
Transport et fluidification	104	86	87
Activités opérationnelles	244	199	172
Taxe à la production et impôts miniers	27	28	28
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	43	5	2
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	881	758	753
Dépenses d'investissement	686	363	223
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	195 \$	395 \$	530 \$

1) En 2009, les pertes de couverture financière réalisées de 2 M\$ imputées aux charges d'exploitation ont été reclassés aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

Volumes de production

(b/j)	2011	2011 c. 2010	2010	2010 c. 2009	2009
Pétrole lourd					
Alberta	15 657	-6 %	16 659	-7 %	17 888
Pétrole moyen et léger					
Alberta	10 763	-1 %	10 854	-9 %	11 959
Saskatchewan	19 761	7 %	18 492	- %	18 435
LGN	1 101	-6 %	1 171	-3 %	1 206
	47 282	- %	47 176	-5 %	49 488

Variation des produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2010



1) Les produits comprennent la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de fluidification.

En 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN pour Cenovus a progressé de 19 %, pour passer à 81,41 \$ le baril, ce qui concorde avec la hausse des prix de référence du pétrole brut.

Les volumes de vente et de production ont augmenté légèrement du fait essentiellement de la hausse de la production de pétrole brut léger et moyen issue de Bakken et de Lower Shaunavon. Ces augmentations ont été en grande partie annulées par l'incidence du temps froid en Alberta au début de 2011, des conditions pluvieuses à la mi-2011 en Alberta et en Saskatchewan, des baisses normales de rendement et de la sortie d'actifs non essentiels en 2010.

Les redevances ont augmenté de 40 M\$ principalement du fait de la hausse des prix du pétrole brut. Par conséquent, le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 14,2 % (13,3 % en 2010, 11,4 % en 2009).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 18 M\$. La proportion de l'augmentation attribuable aux condensats s'est établie à 10 M\$ étant donné que la hausse du coût moyen des condensats a été contrebalancée en partie par le fléchissement des volumes nécessaires à la fluidification, ce qui cadre avec le recul de la production de pétrole lourd. Les frais de transport ont augmenté de 8 M\$ essentiellement en raison de la proportion accrue des volumes expédiés assujettis à des péages pipeliniers au comptant.

Les principales composantes des charges opérationnelles concernaient l'électricité, les activités de réparation et de maintenance, les activités de reconditionnement et la dotation en personnel. Les charges opérationnelles ont crû de 45 M\$ pour 2011, du fait essentiellement de l'augmentation des coûts d'électricité, de l'accroissement des activités de réparation et de maintenance ainsi que des activités de reconditionnement, de l'augmentation des salaires et des avantages sociaux, de la majoration des coûts de camionnage et de traitement des déchets, outre celle des frais de location d'équipement.

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 43 M\$ (pertes de 5 M\$ en 2010, pertes de 2 M\$ en 2009), ce qui cadre avec le fait que, en 2011, les prix de référence moyens ont été supérieurs aux prix fixés par contrat.

L'excédent des flux de trésorerie des activités opérationnelles liées au pétrole brut et aux LGN du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a diminué de 200 M\$ pour 2011 comparativement à 2010, en raison de l'accroissement de 323 M\$ des dépenses d'investissement consacrées aux forages, aux compléments et aux installations en Alberta et en Saskatchewan, facteur compensé en partie par la hausse des prix du pétrole brut et des LGN ainsi que l'amplification de la production de pétrole brut léger et moyen.

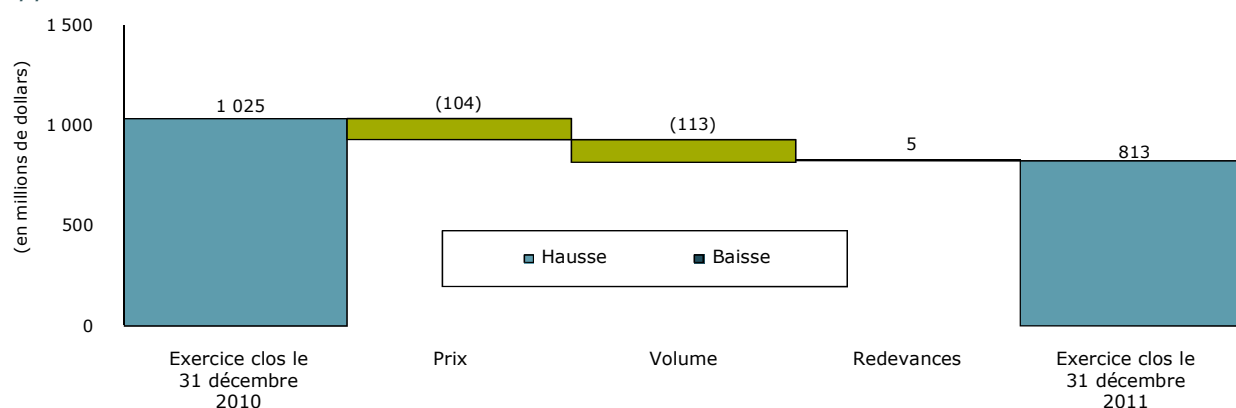
HYDROCARBURES CLASSIQUES – GAZ NATUREL

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2011	2010	2009 ¹⁾
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Chiffre d'affaires brut	825 \$	1 042 \$	1 189 \$
Déduire : redevances	12	17	19
Produits des activités ordinaires	813	1 025	1 170
Charges			
Transport et fluidification	34	44	45
Activités opérationnelles	240	231	236
Taxe à la production et impôts miniers	9	6	15
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(195)	(263)	(1 006)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	725	1 007	1 880
Dépenses d'investissement	102	163	243
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	623 \$	844 \$	1 637 \$

1) En 2009, les gains de couverture financière réalisés de 1 007 M\$ imputés aux produits et les pertes de couverture financière réalisées de 1 M\$ imputées aux charges d'exploitation ont été reclassés aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

Variation des produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2010



En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont reculé en 2011 du fait surtout du fléchissement de la production et de la contraction des prix de vente moyens. La contraction des prix de vente moyens obtenus par Cenovus cadrait avec la variation du prix de référence AECO. L'effet cumulatif des compressions visant les dépenses d'investissement affectées au gaz naturel depuis les deux derniers exercices, de la sortie en 2010 d'actifs non essentiels représentant environ 4 % de la production de 2010 ainsi que du froid au premier trimestre et des conditions pluvieuses au deuxième trimestre a entraîné une baisse de la production de gaz

naturel, qui s'est établie à 619 Mpi³/j en 2011 (694 Mpi³/j en 2010, 784 Mpi³/j en 2009). Bien que la production en glissement annuel soit en baisse, elle est demeurée en 2011 relativement stable et assorties de dépenses d'investissement faibles.

Les redevances ont diminué de 5 M\$ en 2011 du fait de la baisse de la production et de la contraction des prix. Le taux de redevance moyen pour 2011 s'est chiffré à 1,5 % (1,7 % en 2010, 1,6 % en 2009).

Les frais de transport ont baissé de 10 M\$ en 2011 de par la diminution des volumes.

Les principales composantes des charges opérationnelles concernaient les taxes foncières et les coûts de location, les activités de réparation et de maintenance, la dotation en personnel et l'électricité. Les charges opérationnelles ont crû de 9 M\$ pour 2011, du fait essentiellement de la hausse des coûts d'électricité, de l'accroissement des activités de reconditionnement et de l'augmentation des primes d'intéressement à long terme, facteurs qui ont été annulés en partie par le fléchissement des activités opérationnelles attribuable aux sorties d'actifs de 2010 et au recul des volumes de production.

Les activités liées à la gestion des risques en 2011 ont donné lieu à des profits réalisés de 195 M\$ (profits de 263 M\$ en 2010, profits de 1 006 M\$ en 2009), ce qui cadre avec le fait que, en 2011, les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 221 M\$ principalement en raison du fléchissement des volumes de production et de la contraction des prix de vente moyens, facteurs qui ont donné lieu au glissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, contrebalancés partiellement par la réduction de 61 M\$ des dépenses d'investissement.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	2011	2010	2009
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Pétrole brut	686 \$	363 \$	223 \$
Gaz naturel	102	163	243
Dépenses d'investissement ¹⁾	788 \$	526 \$	466 \$

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.

Les dépenses d'investissement de Cenovus pour le secteur Hydrocarbures classiques étaient axées sur les occasions de mise en valeur du pétrole brut et les possibilités à grande valeur visant le gaz naturel comme les remises en production relatives au méthane de houille. L'augmentation des dépenses d'investissement liées au pétrole brut en Saskatchewan étaient axées surtout sur le forage et les travaux en usine à Weyburn, les projets d'évaluation, ainsi que le forage, les complétions et les installations à Lower Shaunavon et à Bakken. Les dépenses d'investissement liées au pétrole brut pour l'Alberta visaient principalement les activités de forage. Malgré l'incidence des inondations dans le sud de la Saskatchewan au deuxième trimestre, Cenovus a réussi à mener à bien son programme d'investissement pour 2011 comme prévu.

Le tableau qui suit fait état des activités de forage du secteur Hydrocarbures classiques de Cenovus. L'accroissement des puits de pétrole brut correspond à la mise en valeur des biens d'Alberta ainsi que des zones de Lower Shaunavon et de Bakken en Saskatchewan. Les remises en production de puits visent essentiellement les puits de mise en valeur de MH de l'Alberta.

(puits nets)	2011	2010	2009
Pétrole brut	325	180	105
Gaz naturel	65	495	502
Remises en production	1 122	1 194	855
Puits de forage stratigraphique	11	9	5

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Ce secteur comprend les résultats des activités de raffinage de Cenovus aux États-Unis, lesquelles sont détenues conjointement avec ConocoPhillips et exploitées par celle-ci. Par conséquent, les montants présentés pour les activités de raffinage sont touchés par les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Les résultats de ce secteur comprennent la commercialisation des achats et ventes de produits de tiers, afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

En 2011, les principaux facteurs visant le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- l'augmentation de 905 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles essentiellement attribuable à l'amélioration des marges de raffinage dans la foulée de la hausse des marges de craquage de référence et de l'augmentation du taux d'utilisation des raffineries;
- l'achèvement de l'unité de cokéfaction et les activités liées au démarrage au projet CORE au quatrième trimestre de 2011;
- les raffineries de la société, dont 89 % de la capacité est exploitée, produisent 419 000 barils par jour de produits raffinés.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2011	2010	2009 ¹⁾
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Produits des activités ordinaires	10 625 \$	8 228 \$	6 922 \$
Produits achetés	9 149	7 674	5 986
Marge brute	1 476	554	936
Charges			
Charges opérationnelles	481	488	534
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	14	(10)	34
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	981	76	368
Dépenses d'investissement	393	656	1 033
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	588 \$	(580) \$	(665) \$

1) En 2009, les pertes de couverture financière réalisées de 34 M\$ imputées aux charges d'exploitation ont été reclassés aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 922 M\$ en 2011, principalement en raison de l'amélioration significative des prix des produits raffinés, qui a largement compensé la hausse du coût des produits achetés, par rapport à 2010. Le coût des produits raffinés demeure lié aux prix du marché mondial qui ont affiché une progression notable en 2011. Le coût des produits achetés, qui est comptabilisé selon la méthode du premier entré, premier sorti, reflète l'avantage découlant des prix réduits du pétrole brut lourd et des compressions ayant touché les prix du pétrole brut intérieur des États-Unis pendant la majeure partie de 2011. Les compressions affectant les prix du pétrole brut lourd et du pétrole brut intérieur qui ont eu une incidence favorable sur les résultats financiers des activités de raffinage de la société en 2011 ont diminué considérablement au milieu du quatrième trimestre lorsqu'a été annoncé le projet d'accroître le transport de pétrole brut vers la côte du Golfe du Mexique, facteur qui réduit l'excédent ayant donné lieu aux réductions de prix. La majoration que procure aux résultats liés aux activités de raffinage la réduction des prix des produits achetés montre combien est efficace l'objectif de Cenovus en ce qui a trait à l'intégration économique de la production de pétrole lourd. Les marges brutes réalisées en 2011 reflètent en outre l'incidence de la hausse du taux d'utilisation par rapport à 2010.

Les charges opérationnelles, constituées principalement de la main-d'œuvre, de la maintenance, des services publics et des fournitures, ont baissé de 7 M\$ en 2011 en raison surtout de l'effet de l'appréciation du dollar canadien et des coûts des révisions prévues.

Dans l'ensemble, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de ce secteur, qui sont tirés principalement des activités de raffinage, ont crû de 905 M\$ en 2011, essentiellement en raison de la hausse des marges de raffinage brutes. Par opposition, les flux de trésorerie de 2010 avaient été affectés par le fléchissement des prix des produits raffinés, l'optimisation du raffinage et les révisions prévues. Les dépenses d'investissement ont fléchi de 263 M\$ en 2011 à mesure que progressait l'achèvement de la construction du projet CORE.

EXPLOITATION DES RAFFINERIES¹⁾

	2011	2010	2009
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	452	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	401	386	394
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	89	86	87
Produits raffinés (kb/j)	419	405	417

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

En totalité, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 452 000 barils par jour de pétrole brut et de 45 000 barils par jour de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner au plus 145 000 barils par jour de pétrole brut lourd fluidifié. La capacité de raffiner du pétrole brut lourd témoigne encore une fois de l'objectif de la société qui consiste à intégrer sa production de pétrole lourd. Les augmentations de la capacité de raffinage attribuables au projet CORE à la raffinerie Wood River, notamment l'expansion de la capacité de cokéfaction et de la capacité de traitement du pétrole lourd, se répercuteront sur les activités de 2012 à mesure que se déroulent les essais de fonctionnement en usine.

Le taux d'utilisation du pétrole brut en 2011 s'est amélioré par rapport à 2010 où le taux d'utilisation avait été touché par les activités d'optimisation du raffinage entreprises en raison de la conjoncture du marché à ce moment-là et par les révisions prévues.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	2011	2010	2009
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Raffinerie de Wood River	346 \$	568 \$	944 \$
Raffinerie de Borger	45	87	88
Commercialisation	2	1	1
Dépenses d'investissement	393 \$	656 \$	1 033 \$

En 2011, les dépenses d'investissement liées aux activités de raffinage demeuraient concentrées sur le projet CORE à la raffinerie de Wood River. En 2011, sur le montant de 346 M\$ affecté aux dépenses d'investissement à la raffinerie de Wood River, une tranche de 243 M\$ visait le projet CORE. Au quatrième trimestre de 2011, Cenovus a mis la dernière main à la construction de l'unité de cokéfaction du projet CORE. Le total des dépenses d'investissement liées au projet CORE se sont chiffrées à environ 3,8 G\$ US (la quote-part nette de Cenovus s'établissant à 1,9 G\$ US), soit 10 % de plus que le budget initial.

Le reste des dépenses d'investissement engagées aux raffineries de Wood River et de Borger pour 2011 avait trait aux projets d'optimisation et de maintenance des installations de raffinage ainsi qu'à des initiatives de combustible propre et autres initiatives environnementales visant la réduction des émissions.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2011	2010	2009 ¹⁾ <i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Produits des activités ordinaires	(59) \$	(124)\$	(110) \$
Charges ((ajouter)/déduire)			
Produits achetés	(59)	(123)	(110)
Activités opérationnelles	(1)	(3)	-
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(180)	(46)	698
	181 \$	(48)\$	698 \$

1) Les composantes imputées aux produits et aux charges d'exploitation des pertes de couverture financière réalisées de 2009, soit 668 M\$ et 30 M\$, respectivement, ont été reclassées aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites au prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, outre les profits et pertes latents évalués à la valeur de marché sur des contrats d'achat d'électricité à long terme.

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration et des activités de financement composés des éléments suivants :

(en millions de dollars)	2011	2010	2009 ¹⁾ <i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Frais généraux et frais d'administration	295 \$	246 \$	211 \$
Charges financières	447	498	476
Produits d'intérêts	(124)	(144)	(187)
(Profit) perte de change, montant net	26	(51)	304
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	(107)	(116)	(2)
Autre (produit) perte, montant net	4	(13)	-
	541 \$	420 \$	802 \$

1) Pour 2009, les intérêts, montant net ont été reclassés dans les produits d'intérêt et les charges financières et la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations a été reclassée dans les charges financières aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé.

En 2011, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 49 M\$. L'augmentation de la dotation en personnel en 2011 afin de soutenir la croissance de la société a contribué à l'augmentation des salaires et des avantages sociaux, des charges liées aux primes d'intéressement à long terme et des coûts du soutien administratif.

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. En 2011, les charges financières étaient de 51 M\$ inférieures à celles de 2010 principalement du fait de l'appréciation de la valeur moyenne du dollar canadien en 2011 qui a réduit les charges d'intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars américains ainsi que du fléchissement des intérêts créditeurs sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au fil des remboursements trimestriels. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,5 % pour 2011 (5,8 % en 2010, 5,5 % en 2009).

Les produits d'intérêts se composent principalement des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Les produits d'intérêts pour 2011 ont reculé de 20 M\$ par rapport à 2010, principalement du fait du glissement des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise à mesure que le solde est perçu, conjugué à l'appréciation de la valeur moyenne du dollar canadien.

La société a inscrit des pertes de change nettes de 26 M\$ en 2011 (profits de 51 M\$ en 2010, pertes de 304 M\$ en 2009), dont une tranche de profits latents de 42 M\$ (profits latents de 69 M\$ en 2010, pertes latentes de 327 M\$ en 2009) et de pertes réalisées de 68 M\$ (pertes réalisées de 18 M\$ en 2010, profits réalisés de 23 M\$ en 2009). L'affaiblissement du dollar canadien au 31 décembre 2011 en regard de 2010 a donné lieu à des pertes latentes sur la dette à long terme de la société libellée en dollars américains, qui ont été en partie annulées par des profits nets sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

En 2011, la société a inscrit un profit net de 107 M\$ à la sortie d'actifs (116 M\$ en 2010, 2 M\$ en 2009), du fait principalement de la vente des installations terminales portuaires et de certains actifs non essentiels.

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	2011	2010	2009
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Sables bitumineux	347 \$	375 \$	
Hydrocarbures classiques	778	799	
Activités en amont	1 125	1 174	1 250 \$
Raffinage et commercialisation ¹⁾	130	96	232
Activités non sectorielles et éliminations	40	32	45
	1 295 \$	1 302 \$	1 527 \$

1) Le 1^{er} janvier 2010, soit la date de transition aux IFRS, Cenovus a décidé d'évaluer la valeur comptable de ses raffineries à leur juste valeur estimée à cette date, ce qui a entraîné une réduction permanente de 2,6 G\$ de leur valeur comptable et a diminué la dotation à l'amortissement et à l'épuisement de 2010 par rapport à celle de 2009.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux en 2011 a fléchi de 28 M\$ étant donné que la hausse des volumes de vente à Foster Creek et à Christina Lake a été contrebalancée par le recul des volumes de vente à Pelican Lake et le fléchissement global du taux d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux. Le repli du taux d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux en 2011 est imputable pour l'essentiel à l'important ajout de réserves prouvées à Foster Creek à la fin de 2010.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a baissé de 21 M\$ en 2011 principalement en raison du repli des volumes de production de gaz naturel et de la cession d'actifs non essentiels.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 34 M\$, une tranche de 45 M\$ de la dotation étant attribuable à la dépréciation d'une unité de craquage catalytique à la raffinerie Wood River qui ne sera pas utilisée à l'avenir. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation en 2010 comprenait la perte de valeur de 14 M\$ visant une unité de traitement hors exploitation à la raffinerie Borger. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(en millions de dollars)	2011	2010	2009
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Charge d'impôts exigibles	154 \$	82 \$	934 \$
Charge d'impôt différé	575	141	(590)
	729 \$	223 \$	344 \$

De la comparaison des exercices 2011 et 2010, il ressort que la charge d'impôt exigible a augmenté, principalement en raison de l'utilisation significative en 2010 de certaines catégories fiscales acquises à la constitution de la société.

De la comparaison des exercices 2011 et 2010, il ressort que la charge d'impôt différé s'est accrue principalement en raison de l'accroissement des produits des activités ordinaires tirés du secteur Raffinage et commercialisation, lesquels font l'objet de taux d'imposition supérieurs aux États-Unis et de l'augmentation des profits latents liés à la gestion des risques.

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat comptabilisé

<i>(en millions de dollars, sauf pour les pourcentages)</i>	2011	2010	2009 <i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Résultat avant impôt sur le résultat	2 207 \$	1 304 \$	1 162 \$
Taux prévu par la loi au Canada	26,7 %	28,2 %	29,2 %
Impôt sur le résultat attendu	589	368	339
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	78	(22)	3
Rémunération à base d'actions non déductible	18	34	-
Financement multijuridictions	(50)	(93)	(134)
Profit (perte) de change exclu du résultat net	(9)	28	58
(Gains) pertes en capital non imposables	(9)	(13)	30
Pertes en capital	26	(107)	-
Ajustements découlant de déclarations antérieures	31	26	(16)
Autres	55	2	64
	729	223	344
Taux d'imposition effectif	33,0 %	17,1 %	29,6 %

Le taux prévu par la loi au Canada a baissé pour s'établir à 26,7 % en 2011 par rapport à 28,2 % en 2010 en raison de la législation fiscale promulguée en 2007.

La hausse du taux d'imposition effectif en 2011 s'explique par la variation importante de la tranche du résultat imposable aux États-Unis, où le taux d'imposition est plus élevé, par rapport à la tranche imposable au Canada, outre la baisse favorable des avantages tirés du financement multijuridictions. Le taux d'imposition effectif en 2010 était anormalement bas en raison d'un avantage fiscal comptabilisé relativement à des pertes subies aux États-Unis en 2010.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus pour une année donnée est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôt et le résultat avant impôt de l'exercice. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des écarts permanents, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des profits et des pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement multijuridictions;
- la rémunération à base d'actions non déductible;
- la constatation de pertes en capital nettes;
- les profits de change imposables exclu du résultat net.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. La société estime que sa charge d'impôt est suffisante.

INFORMATION TRIMESTRIELLE

(en millions de dollars, sauf les montants par actions)	T4 2011	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010	T1 2010	T4 2009
Volumes de production									(préparé selon le référentiel comptable antérieur)
Pétrole brut et LGN	144 273	133 496	121 762	137 355	129 593	128 067	128 566	130 549	129 315
Gaz naturel	660	656	654	652	688	738	751	775	797
Produits des activités ordinaires ¹⁾	4 329	3 858	4 009	3 500	3 363	2 962	3 094	3 222	2 970
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	1 019	945	1 064	834	815	661	665	840	954
Flux de trésorerie ²⁾	851	793	939	693	645	509	537	721	235
- par action - après dilution ³⁾	1,12	1,05	1,24	0,91	0,85	0,68	0,71	0,96	0,31
Résultat opérationnel ²⁾	332	303	395	209	147	156	143	353	169
- par action - dilué ³⁾	0,44	0,40	0,52	0,28	0,19	0,21	0,19	0,47	0,23
Résultat net	266	510	655	47	78	295	183	525	42
- par action - de base ³⁾	0,35	0,68	0,87	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06
- par action - dilué ³⁾	0,35	0,67	0,86	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06
Dépenses d'investissement ⁴⁾	903	631	476	713	701	479	444	491	507
Dividendes en numéraire ⁵⁾	151	150	151	151	151	150	150	150	159
- par action ⁵⁾	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20 \$US

¹⁾ Au quatrième trimestre de 2009, les profits de couverture financière réalisés et latents de 35 M\$ imputés aux produits ont été reclassés aux (Profits) pertes liés à la gestion des risques aux fins de conformité à la présentation en IFRS de l'exercice écoulé

²⁾ Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport de gestion.

³⁾ Tout montant par action antérieur au 1^{er} décembre 2009 a été calculé en fonction des soldes d'actions ordinaires d'Encana selon les modalités de l'arrangement. Se reporter aux explications à cet égard fournies à la rubrique « Mise en garde ».

⁴⁾ Tient compte des charges relatives aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.

⁵⁾ Le dividende du quatrième trimestre de 2009 tient compte d'un montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

Les améliorations des résultats opérationnels et financiers de Cenovus au quatrième trimestre de 2011 prouvent le dévouement de ses équipes tout au long de l'exercice. Au quatrième trimestre, la société a mis la dernière main aux travaux de construction de l'unité de cokéfaction et a entrepris les activités de démarrage au projet CORE de la raffinerie Wood River. En outre, elle a plus que doublé la production à Christina Lake et à Lower Shaunavon comparativement au quatrième trimestre de 2010 et elle a mené à bien son programme d'investissement de 2011 malgré l'incidence des conditions pluvieuses aux deuxième et troisième trimestres.

Au quatrième trimestre de 2011, les activités de construction et de démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE de la raffinerie Wood River ont été achevées. La conception initiale du projet CORE comportait l'accroissement de la capacité nominale de raffinage de 50 000 barils par jour et le doublage de la capacité de raffinage du pétrole brut lourd pour la porter à environ 240 000 barils par jour, en vue d'améliorer la capacité d'intégration de la production croissante de bitume de la société. Le total des coûts de construction du projet CORE sont dans une fourchette de 10 % du budget initial.

La production de pétrole brut et de LGN au quatrième trimestre a crû de 11 % par rapport au trimestre correspondant de 2010 en raison de l'accroissement de la production issue de Christina Lake et de Foster Creek et des biens de pétrole brut léger et moyen du secteur Hydrocarbures classiques. Ces augmentations ont été en partie annulées par les baisses normales de rendement prévues à Pelican Lake et aux biens de pétrole lourd du secteur Hydrocarbures classiques. L'amplification de la production à Christina Lake était essentiellement attribuable au démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2011.

La société a demandé la modification de l'autorisation réglementaire visant actuellement Christina Lake afin d'ajouter des installations de cogénération et d'accroître la capacité de production brute totale prévue à la phase F et à la phase G de 10 000 barils par jour dans chaque cas.

Au quatrième trimestre de 2011, la production de gaz naturel s'est chiffrée à 660 Mpi³/j, soit un recul de 4 % par rapport à 2010, en raison des baisses prévues de production attribuables aux dépenses d'investissement restreintes.

Les dépenses d'investissement au quatrième trimestre de 2011 se sont établies à 903 M\$, une hausse de 202 M\$ en regard de 2010. Les activités au quatrième trimestre ont été intenses aux trois phases de Foster Creek, aux trois

phases de Christina Lake ainsi qu'en ce qui concerne les programmes de forage et de complétion de la société dans toutes les autres zones.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont augmenté de 204 M\$ au quatrième trimestre de 2011, essentiellement du fait de la progression de 157 M\$ des flux liés au pétrole brut et au LGN en raison de la hausse moyenne des prix de vente et des volumes de vente. Les flux de trésorerie opérationnels liés aux activités de raffinage et de commercialisation ont augmenté de 113 M\$ en raison de l'amélioration des marges de raffinage. La contraction de 64 M\$ des flux de trésorerie opérationnels liés au gaz naturel s'explique par le fléchissement des volumes de production et des prix de vente moyens.

Au quatrième trimestre de 2011, les flux de trésorerie de la société ont progressé de 206 M\$ en regard de 2010, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de 28 % des prix de vente moyens de pétrole brut et de LGN qui ont atteint 80,50 \$ le baril;
- l'augmentation de 113 M\$ des flux de trésorerie opérationnels liés aux activités de raffinage et de commercialisation, du fait surtout de l'amélioration des marges de raffinage;
- l'amplification des volumes de vente de pétrole brut et de LGN qui s'explique par la croissance de 11 % des volumes de production principalement attribuable à Christina Lake, au pétrole brut léger et moyen du secteur Hydrocarbures classiques et à Foster Creek.

Les augmentations des flux de trésorerie de Cenovus au quatrième trimestre de 2011 ont été en partie atténuées par les facteurs suivants :

- la hausse des charges opérationnelles, essentiellement attribuable à la production de pétrole brut et de LGN, du fait de l'accroissement des niveaux de dotation à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake, de l'augmentation des coûts de camionnage et de transport de liquides en raison de la production accrue à Bakken et à Lower Shaunavon, outre la majoration des coûts d'électricité et de reconditionnement;
- les profits liés à la gestion des risques de 29 M\$ avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des profits de 79 M\$ en 2010;
- la hausse de 43 M\$ des redevances, essentiellement du fait de la production accrue de pétrole brut et de la progression des prix du WTI libellés en dollars canadiens utilisés pour calculer certains taux de redevances;
- l'augmentation de 29 M\$ de la charge d'impôt exigible, compte non tenu de l'impôt exigible sur les sorties d'actifs, qui est imputable à l'importante utilisation en 2010 de certaines catégories fiscales canadiennes acquises à la constitution de la société, laquelle avait réduit la charge d'impôt exigible en 2010;
- le recul de 6 % du prix de vente du gaz naturel, qui a atteint 3,35 \$ le kpi³;
- le fléchissement de 4 % de la production de gaz naturel (28 Mpi³/j), du fait de la compression des dépenses d'investissement et des baisses normales de rendement prévues.

Au quatrième trimestre de 2011, le résultat net de Cenovus a augmenté de 188 M\$ en regard de 2010. La hausse du résultat net est attribuable aux mêmes facteurs, mentionnés plus haut, qui expliquent la progression des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles au quatrième trimestre de 2011. Les autres facteurs ayant eu une incidence sur le résultat net du quatrième trimestre de 2011 sont notamment les suivants :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 180 M\$, après impôt, contre des pertes de 197 M\$ au quatrième trimestre de 2010;
- un profit de 104 M\$ à la sortie d'un actif non essentiel au quatrième trimestre de 2011 alors qu'au quatrième trimestre de 2010 une perte de 3 M\$ avait été comptabilisée;
- une augmentation de 59 M\$ de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement en raison essentiellement de la perte de valeur de 45 M\$ visant un actif de raffinage au quatrième trimestre de 2011;
- une charge d'impôt sur le résultat, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, de 150 M\$, comparativement à 75 M\$ en 2010.

RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ

En tant qu'émetteur canadien, Cenovus est assujettie aux obligations de communication de l'information édictées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, notamment la présentation des réserves conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Les réserves de Cenovus se trouvent principalement au Canada, en Alberta et en Saskatchewan. Cenovus a retenu les services de deux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI »), soit McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») et GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »), pour qu'ils évaluent la totalité de ses réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a également évalué la totalité des ressources éventuelles et prometteuses de bitume.

Le comité des réserves du conseil, composé d'administrateurs indépendants, passe en revue chaque année les compétences et la nomination des ERQI, les procédures suivies pour fournir l'information relative aux activités pétrolières et gazières et les procédures suivies pour fournir l'information aux ERQI. Le comité des réserves rencontre à huis clos la direction puis chaque ERQI afin de déterminer si des restrictions entravent la capacité de l'ERQI de délivrer un rapport sans réserve à l'égard des données relatives aux réserves, d'examiner les données relatives aux réserves et

le rapport connexe de l'ERQI et de recommander au conseil d'approuver la communication de l'information sur les réserves et les ressources.

Les points saillants de 2011 sont notamment les suivants :

- en ce qui concerne le bitume, les réserves prouvées ont augmenté d'environ 26 % et les réserves prouvées et probables ont crû d'approximativement 16 %;
 - à Christina Lake, 270 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 213 millions de barils; ces augmentations à Christina Lake sont essentiellement attribuables à l'obtention de l'autorisation réglementaire d'agrandir la zone de mise en valeur et aux résultats fructueux du forage de délimitation;
 - à Foster Creek, 56 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 79 millions de barils; ces augmentations à Foster Creek proviennent essentiellement des révisions positives découlant des résultats du forage de délimitation, de l'accroissement du taux de récupération des puits utilisant la technologie Wedge Well^{MC} et de l'amélioration du rendement de la chambre à vapeur;
- en ce qui concerne le pétrole lourd, les réserves prouvées ont crû d'environ 4 % et les réserves prouvées et probables ont augmenté d'environ 7 %; ces augmentations sont principalement le fait de l'expansion des zones d'injection de polymères et de la bonne performance de ces zones d'injection à Pelican Lake;
- en ce qui concerne le pétrole léger et moyen et les LGN, les réserves prouvées ainsi que les réserves prouvées et probables ont crû, respectivement, de 4 % environ, surtout en raison de l'expansion des zones d'injection d'eau et de dioxyde de carbone ainsi que du rendement appréciable de ces zones d'injection à Weyburn;
- en ce qui a trait au gaz naturel, les réserves prouvées ont fléchi d'environ 13 % alors que les réserves prouvées et probables ont reculé d'approximativement 11 %, car les extensions et révisions techniques n'ont pas contrebalancé la production, outre l'incidence de la compression des dépenses d'investissement;
- les ressources éventuelles économiques selon la meilleure estimation ont augmenté de 2,1 milliards de barils, soit environ 34 %. Cette augmentation est le fait essentiellement de la conversion fructueuse de ressources prometteuses en ressources éventuelles dans la foulée de l'important programme de forage stratigraphique et des révisions techniques positives aux estimations volumétriques et aux estimations du taux de récupération;
- les ressources éventuelles selon la meilleure estimation ont fléchi de 2,3 milliards de barils, soit environ 19 %, en raison surtout du reclassement des ressources prometteuses en ressources éventuelles à la suite du programme de forage stratigraphique.

Les données relatives aux réserves et ressources présentées en date du 31 décembre 2011 se fondent sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2012 et celles présentées en date du 31 décembre 2010 se fondent sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2011. Cenovus détient des droits sur d'importants biens en fief simple dont la production pour son compte est assurée par des tiers louant les terrains visés. Les volumes avant redevances présentés ci-après ne tiennent pas compte des réserves liées à cette production.

RÉSERVES AUX 31 DÉCEMBRE

	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et MH (Gpi ³)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Avant redevances								
Prouvées	1 455	1 154	175	169	115	111	1 203	1 390
Probables	490	523	109	97	51	49	391	410
Prouvées et probables	1 945	1 677	284	266	166	160	1 594	1 800

RAPPROCHEMENT DES RÉSERVES PROUVÉES

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et MH (Gpi ³)
Avant redevances				
Au 31 décembre 2010	1 154	169	111	1 390
Extensions et amélioration du taux de récupération	256	16	13	50
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	69	2	1	29
Facteurs économiques	-	1	-	(28)
Acquisitions	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	-
Production	(24)	(13)	(10)	(238)
Au 31 décembre 2011	1 455	175	115	1 203
Variation en glissement annuel	301	6	4	(187)
	26 %	4 %	4 %	-13 %

RAPPROCHEMENT DES RÉSERVES PROBABLES

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et MH (Gpi ³)
Avant redevances				
Au 31 décembre 2010	523	97	49	410
Extensions et amélioration du taux de récupération	32	14	3	11
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(65)	(2)	(1)	(27)
Facteurs économiques	-	-	-	(3)
Acquisitions	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	-
Production	-	-	-	-
Au 31 décembre 2011	490	109	51	391
Variation en glissement annuel	(33)	12	2	(19)
	-6 %	12 %	4 %	-5 %

RESSOURCES ÉVENTUELLES ÉCONOMIQUES ET RESSOURCES PROMETTEUSES AUX 31 DÉCEMBRE

	Bitume (milliards de barils)	
	2011	2010
Avant redevances		
Ressources éventuelles économiques ¹⁾		
Estimation basse	6,0	4,4
Meilleure estimation	8,2	6,1
Estimation haute	10,8	8,0
Ressources prometteuses ^{1), 2)}		
Estimation basse	5,7	7,3
Meilleure estimation	10,0	12,3
Estimation haute	17,9	21,7

¹⁾ Les expressions « ressources éventuelles », « ressources éventuelles économiques », « estimation basse », « meilleure estimation » et « estimation haute » sont définies à la sous-rubrique « Information sur le pétrole et le gaz » à la rubrique « Mise en garde » du présent rapport de gestion. Rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation d'une partie ou de la totalité des ressources éventuelles.

²⁾ Rien ne garantit la découverte d'une partie ou de la totalité des ressources prometteuses. En cas de découverte, rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation d'une partie ou de la totalité des ressources. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas évaluée.

Les ressources éventuelles et prometteuses sont estimées à l'aide de calculs volumétriques des quantités en place et du rendement des réservoirs analogues. Les projets existants et productifs employant la technique DGMV dans les formations McMurray-Wabiskaw sont utilisés à titre d'analogues sur le plan du rendement à l'égard de Foster Creek et de Christina Lake. D'autres analogues issus de la même région sont employés pour l'estimation des ressources

éventuelles et prometteuses dans la formation crétacée Grand Rapids du bien Grand Rapids dans la région de Pelican Lake, dans la formation McMurray du bien Telephone Lake dans la région de Borealis et dans la formation Clearwater de la région de Foster Creek.

Pour reclasser des ressources éventuelles en réserves, il existe trois catégories d'éventualités qui doivent être résolues : économiques, techniques et non techniques. Selon le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, les éventualités non techniques sont de nature juridique, environnementale, politique et réglementaire; il peut également s'agir de l'absence de marché. Les éventualités touchant les ressources éventuelles de Cenovus ne sont pas de nature économique. Les ressources éventuelles de bitume sont situées dans quatre grandes régions : Foster Creek, Christina Lake, Borealis et la grande région de Pelican.

À Foster Creek et à Christina Lake, les ressources éventuelles économiques de Cenovus sont situées à l'extérieur des zones de projets de mise en valeur actuellement autorisées. Les autorités de réglementation doivent approuver l'expansion de la zone de projets de mise en valeur pour permettre le reclassement de ces ressources éventuelles économiques en réserves. La fréquence à laquelle la société dépose des demandes d'expansion de zone de mise en valeur est tributaire de la cadence du forage de développement, dans le cadre d'un plan de mise en valeur ordonné qui maximise l'utilisation des installations de génération de vapeur et qui, en définitive, optimise la production, l'affectation des capitaux et la valeur.

En ce qui concerne la région de Borealis, Cenovus a déposé une demande de projet de mise en valeur pour le bien Telephone Lake qui, si elle est approuvée, permettra le reclassement en réserves de certaines ressources éventuelles économiques de la zone. Dans le cas d'autres zones de la région de Borealis, des résultats supplémentaires issus du forage de délimitation et de la prospection sismique sont nécessaires avant le dépôt des demandes réglementaires visant des projets de mise en valeur. À cette fin, le forage stratigraphique et la prospection sismique se poursuivent dans ces zones. À l'heure actuelle, la suffisance de la capacité de transport par pipelines est également considérée une éventualité.

Dans la grande région de Pelican, Cenovus a déposé une demande au quatrième trimestre de 2011 pour qu'un projet de mise en valeur soit approuvé au bien Grand Rapids. Si toutes les exigences réglementaires sont satisfaites, la société s'attend à recevoir l'autorisation en 2013. Des travaux liés au projet pilote ont été entrepris afin d'évaluer les meilleures stratégies de mise en valeur.

Cenovus veille au reclassement systématique de ces ressources prometteuses de bitume, afin qu'elles passent au stade de ressources éventuelles, puis de réserves, avant d'être finalement mises en production. Ainsi, l'approbation de l'expansion de la zone de mise en valeur de Christina Lake a donné lieu au reclassement de certaines ressources éventuelles en réserves prouvées et probables. De la même façon, le programme de forage stratigraphique dans les régions de Borealis et de Pelican Lake a permis de reclasser certaines ressources prometteuses en ressources éventuelles. La réduction globale des ressources prometteuses est le résultat anticipé de tout programme de forage stratigraphique fructueux en vue de reclasser les ressources non découvertes en ressources découvertes.

Les réserves et ressources de bitume ont augmenté en partie du fait des améliorations de la technique DGMV aux biens Foster Creek et Christina Lake en raison de l'amélioration de la performance opérationnelle et de l'utilisation de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. L'analyse des données de base relatives aux segments du réservoir traités à la vapeur a permis de constater que l'efficacité du processus DGMV pour l'extraction du bitume du réservoir est supérieure aux prévisions. La société entend continuer à améliorer le taux de récupération global à l'égard de ses actifs de bitume à mesure que s'affine la technologie connexe.

D'autres informations sur les prix, ainsi que les réserves et d'autres données sur le pétrole et le gaz, notamment les risques et incertitudes significatifs liés aux estimations des réserves et des ressources, sont présentées dans la notice annuelle de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (se reporter à la rubrique « Information supplémentaire »).

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2011	2010	2009
			<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :			
Activités opérationnelles	3 273 \$	2 591 \$	3 039 \$
Activités d'investissement	(2 530)	(1 793)	(2 063)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	743	798	976
Activités de financement	(558)	(631)	(977)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	10	(22)	(32)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	195 \$	145 \$	(33) \$

ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 682 M\$ en 2011 par rapport à 2010, essentiellement par suite de la hausse de 864 M\$ des flux de trésorerie, décrite à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont également été touchés par la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie et la variation nette des autres actifs et passifs.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 283 M\$ au 31 décembre 2011 contre 276 M\$ au 31 décembre 2010. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

En 2011, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 737 M\$, en regard de 2010. La progression est essentiellement attribuable à l'accroissement de 591 M\$ des dépenses d'investissement et à la contraction de 136 M\$ du produit tiré de sorties d'actifs. Les dépenses d'investissement sont analysées plus avant à la sous-rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » de la rubrique « Information financière » et aux diverses sous-rubriques concernant les dépenses d'investissement de la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

En septembre 2011, Cenovus a renégocié sa facilité de crédit bancaire engagée existante de 2,5 G\$. Le montant de la facilité est passé à 3,0 G\$ et l'échéance a été prorogée au 30 novembre 2015. De plus, la commission d'attente et les frais liés aux prélèvements futurs ont été diminués. La société dispose également d'un programme de billets de trésorerie qui, avec la facilité de crédit engagée, lui permet de gérer ses besoins de trésorerie courants. Au 31 décembre 2011, la société n'avait aucun emprunt à court terme sous forme de billets de trésorerie (néant en 2010 et en 2009). La société réserve une tranche de la facilité de crédit engagée au titre des billets de trésorerie.

En outre, Cenovus a deux prospectus préalables de base valides, l'un au Canada visant un montant de 1,5 G\$ et l'autre aux États-Unis visant un montant de 1,5 G\$ US, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture du marché. Aucun billet n'a été émis dans le cadre de l'un ou l'autre prospectus. La période de validité prend fin en juillet 2012 dans le cas du prospectus préalable de base au Canada et en août 2012 dans le cadre du prospectus préalable de base aux États-Unis. Cenovus entend renouveler ces deux prospectus avant l'expiration de leur période de validité.

L'approche disciplinée que préconise la société à l'égard des décisions en matière de dépenses d'investissement se traduit par l'établissement de priorités concernant les flux de trésorerie, qui sont affectés tout d'abord aux capitaux engagés, puis au versement de dividendes significatifs et, enfin, au capital-développement. En 2011, la société a déclaré et versé des dividendes trimestriels de 0,20 \$ par action (0,20 \$ par action en 2010, 0,20 \$ US par action au quatrième trimestre de 2009), soit des versements de dividendes totaux de 603 M\$ (601 M\$ en 2010, 159 M\$ en 2009). La déclaration d'un dividende est laissée à l'appréciation du conseil et réexaminée tous les trimestres.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement en 2011 ont baissé de 73 M\$ par rapport à 2010. La baisse s'explique essentiellement surtout par le fait qu'il n'y a eu aucun remboursement sur la dette à long terme renouvelable en 2011 alors que des remboursements de 58 M\$ avaient été effectués en 2010. En outre, le produit sur les émissions d'actions ordinaires s'est accru en 2011, du fait de l'exercice d'options sur actions. Au 31 décembre 2011, la dette à long terme de Cenovus s'élève à 3 527 M\$ (3 432 M\$ en 2010, 3 656 M\$ en 2009). Aucun remboursement de capital n'est exigible avant septembre 2014 (814 M\$).

Au 31 décembre 2011, Cenovus respectait toutes les conditions de ses accords de dette.

RATIOS FINANCIERS

	31 décembre		
	2011	2010	2009
Ratio dette/capitaux permanents	27 %	29 %	32 % ¹⁾
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,0 x	1,3 x	0,9 x ²⁾

¹⁾ Le ratio dette/capitaux permanents a été calculé au 1^{er} janvier 2010 conformément aux IFRS.

²⁾ Le ratio dette/BAIIA ajusté a été calculé selon le référentiel comptable antérieur.

En 2011, du fait des solides résultats opérationnels, la situation financière de Cenovus évaluée selon le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté s'est améliorée. Ces deux ratios se situent dans la partie inférieure de la fourchette, voire en dessous.

Cenovus assure le suivi de sa structure du capital et de ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. La dette, mesure hors PCGR, s'entend des emprunts à court terme ainsi que la partie courante et la partie non courante de la dette à long terme, exception faite de tout montant lié à l'apport à la coentreprise à payer et à recevoir. Les capitaux permanents, mesure hors PCGR, correspond à la dette plus les capitaux propres. Le BAIIA ajusté pour les 12 derniers mois, mesure hors PCGR, correspond au bénéfice avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, l'amortissement et l'épuisement, les frais de prospection, les profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci.

Pour accroître la comparabilité du ratio dette/BAIIA ajusté d'une période à l'autre et de retrancher l'élément hors trésorerie des activités liées à la gestion des risques, Cenovus a modifié sa définition du BAIIA ajusté en 2011 en vue d'en exclure les profits et pertes latents liés à la gestion des risques. Le BAIIA ajusté et le ratio dette/BAIIA ajusté pour 2010 et 2009 ont été présentés à nouveau de façon homogène. Les objectifs et cibles de la société en matière de structure du capital demeurent les mêmes.

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0 fois. Pour obtenir de plus amples renseignements concernant les ratios financiers et la structure du capital de la société, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions préférentielles de premier rang et d'actions préférentielles de second rang. Au 31 décembre 2011, environ 754,5 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (752,7 millions en 2010 et 751,3 millions en 2009) et aucune action préférentielle n'était en circulation. L'accroissement des actions ordinaires est attribuable à l'exercice d'options sur actions. Aucune autre action ordinaire n'a été émise en 2011.

Cenovus dispose d'un régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »), approuvé par le conseil qui permet aux porteurs d'actions ordinaires de réinvestir automatiquement dans des actions ordinaires une partie ou la totalité des dividendes en numéraire versés sur leurs actions ordinaires. Au gré de Cenovus, les actions ordinaires additionnelles peuvent être émises sur le capital autorisé ou peuvent être achetées sur le marché. Pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, des actions ordinaires ont été achetées sur le marché pour satisfaire à des obligations au titre du RRD.

Régimes d'intéressement à long terme

Aux termes du régime d'options sur actions de Cenovus (le « ROA »), 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. Les options attribuées aux termes du ROA peuvent être exercées à raison de 30 % du nombre d'options attribuées initiale après un an et d'une autre tranche de 30 % du nombre d'options attribuées après deux ans. Les options peuvent être exercées en totalité après trois ans. Les options attribuées avant le 17 février 2010 expirent après cinq ans alors que celles attribuées à partir du 17 février 2010 expirent après sept ans.

Les options attribuées avant le 24 février 2011 sont assorties de droits à l'appréciation d'actions jumelés (« DAAJ ») qui confèrent 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 en échange de l'annulation des options. Une tranche des options 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 options liées au rendement qui ne sont pas acquises pendant la période d'acquisition sont éteintes. L'exercice d'une option à titre de DAAJ 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.

Les options émises par la société le 24 février 2011 et par la suite sont assorties de droits de règlement net (« DRN »). Au lieu d'exercer les options, les porteurs des DRN peuvent ainsi recevoir le nombre d'actions ordinaires qui pourraient être acquises avec l'excédent du prix du marché des actions ordinaires de Cenovus sur le prix d'exercice de l'option à la date d'exercice.

Les DAAJ et les DRN s'acquièrent et viennent à échéance selon les mêmes conditions que les options sous-jacentes. Conformément à l'arrangement, chaque salarié de Cenovus et chaque salarié d'Encana détenant des options d'Encana antérieures à l'arrangement ont reçu une option de remplacement de Cenovus et une option de remplacement d'Encana par option d'Encana initiale. Les modalités et conditions des options de remplacement de Cenovus sont analogues à celles des options d'Encana initiales, lesquelles sont également analogues aux modalités et conditions des options de Cenovus. Le prix d'exercice initial des options d'Encana a été réparti entre les options de remplacement de Cenovus et les options 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.

Aucune autre option de remplacement de Cenovus ne sera attribuée à des salariés d'Encana. Encana est tenue de rembourser à Cenovus les paiements en espèces aux salariés d'Encana à l'égard d'options de remplacement de Cenovus exercées à titre de DAAJ. Cenovus est tenue de rembourser à Encana les paiements en espèces aux salariés de Cenovus à l'égard d'options de remplacement d'Encana exercées à titre de DAAJ. Aucune autre option de remplacement d'Encana ne sera attribuée à des salariés de Cenovus.

Le tableau qui suit résume l'information sur les incitatifs à long terme en cours à la clôture de l'exercice :

	2011		2010		2009	
	Unités ¹⁾	Prix ²⁾	Unités ¹⁾	Prix ²⁾	Unités ¹⁾	Prix ²⁾
DAAJ						
- en cours	14 921	28,12 \$	19 117	27,75 \$	16 455	27,52 \$
- exerçables	8 874	29,15 \$	7 734	28,07 \$	6 107	25,68 \$
DRN						
- en cours	5 809	36,95 \$	-	-	-	-
- exerçables	1	37,54 \$	-	-	-	-
DAAJ de remplacement de Cenovus ³⁾						
- en cours	9 686	28,96 \$	17 154	28,16 \$	22 945	27,14 \$
- exerçables	7 522	29,73 \$	10 805	27,88 \$	9 972	25,29 \$
DAAJ de remplacement d'Encana ⁴⁾						
- en cours	10 411	31,97 \$	13 527	31,17 \$	16 357	30,46 \$
- exerçables	8 461	32,64 \$	8 066	30,85 \$	6 076	28,43 \$

¹⁾ En milliers.

²⁾ Prix d'exercice moyen pondéré.

³⁾ Détenus par des salariés d'Encana.

⁴⁾ Détenus par des salariés de Cenovus.

Au 31 décembre 2011, le cours des actions ordinaires de Cenovus s'établissait à 33,83 \$ et le cours des actions ordinaires d'Encana s'établissait à 18,89 \$.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue						Total
	2012	2013	2014	2015	2016	2017 et après	
Transport par pipelines ¹⁾	143 \$	137 \$	187 \$	311 \$	347 \$	2 754 \$	3 879 \$
Contrats de location simples (baux à construction)	71	93	85	80	80	1 491	1 900
Achats de produits	19	18	19	19	6	-	81
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement ²⁾	366	98	40	23	22	20	569
Autres engagements à long terme	5	4	1	1	-	1	12
Passifs relatifs au démantèlement	69	2	7	2	2	6 458	6 540
Dettes à long terme ³⁾	-	-	814	-	-	2 745	3 559
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise ³⁾	372	395	419	445	472	122	2 225
Total des paiements⁴⁾	1 045 \$	747 \$	1 572 \$	881 \$	929 \$	13 591 \$	18 765 \$
Ventes de produits	52 \$	54 \$	56 \$	57 \$	60 \$	3 \$	282 \$
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise ³⁾	372 \$	393 \$	414 \$	436 \$	460 \$	119 \$	2 194 \$

¹⁾ Certains engagements liés au transport inclus sont assujettis à l'approbation réglementaire.

²⁾ Compte tenu des engagements liés à des entités sous contrôle conjoint.

³⁾ Capital seulement. Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

⁴⁾ Les contrats exécutés par la société pour le compte de FCCL Partnership sont présentés en fonction de la participation de 50 % de Cenovus.

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes (qui tiennent compte des montants liés à des projets en attente d'autorisation réglementaire), à de futurs baux à construction, à des accords de commercialisation, à des engagements relatifs à des dépenses d'investissement et à des emprunts. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Les engagements pour 2012 ont augmenté de 385 M\$ et, au total, ont crû de 2 537 M\$ en regard de 2010 en raison essentiellement de l'accroissement des engagements de transport par pipelines. Cette progression des engagements s'explique essentiellement par l'augmentation au titre des péages et par les nouveaux contrats conclus en 2011 pour le transport du pétrole brut à mesure que la société met en œuvre sa stratégie de commercialisation visant à trouver de nouveaux marchés pour sa production accrue de pétrole brut.

Au 31 décembre 2011, 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 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui sont en vigueur jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 61 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,62 \$ US le kpi³.

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 un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités, et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard. Aucune action, considérée individuellement ou dans le cadre d'autres actions, n'est significative.

GESTION DES RISQUES

Les activités, les perspectives, la situation financière, le résultat opérationnel 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 le risque de marché (les fluctuations de prix des marchandises, de taux de change et de taux d'intérêt), le risque de crédit, le risque de liquidité et le dépassement de coûts;

- les risques liés aux activités opérationnelles, y compris les risques liés au capital, le risque opérationnel, le risque lié au remplacement des réserves, ainsi que les risques liés à la sécurité et à l'environnement;
- les risques liés à la réglementation, notamment les risques liés au processus de réglementation et aux autorisations réglementaires, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire en matière d'environnement.

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 sa politique d'atténuation de risques de marché, à sa politique de gestion des risques de l'entreprise, à sa politique de crédit et à ses programmes de gestion des risques, politiques et programmes qui ont tous été approuvés par le conseil. La direction vérifie les stratégies de gestion des risques afin de réagir de façon proactive à l'évolution de la conjoncture et d'éliminer, d'atténuer ou de réduire le risque. 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.

Pour une description des facteurs de risque pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde ». Pour une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (se reporter à la rubrique « Information supplémentaire »).

RISQUES FINANCIERS

Le risque financier s'entend 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. 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. Cenovus conserve une trésorerie suffisante, notamment par le truchement de sa facilité de crédit engagée, pour financer les dépenses d'investissement.

Cenovus atténue en partie les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques régis par sa politique d'atténuation de risques de marché, qui prescrit des protocoles et seuils en matière d'opérations de couverture. En vue de réduire l'exposition au risque de fluctuations des prix des marchandises, Cenovus a conclu divers instruments financiers. Ces instruments, notamment les gains ou pertes latents, au 31 décembre 2011, font l'objet d'une description plus détaillée dans les notes annexes aux états financiers consolidés et d'une analyse dans le présent rapport de gestion. 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.

Environnement économique mondial

L'environnement économique mondial demeure en proie à des turbulences, et l'issue de la crise de la dette souveraine qui touche l'Union européenne reste incertaine. Les principales préoccupations économiques sont la conjoncture économique en Europe ainsi que le risque de récession aux États-Unis.

Cenovus estime que sa situation financière est solide, ses ratios d'endettement demeurant dans la partie inférieure des fourchettes cibles, voire en dessous. En outre, la société dispose d'une facilité de crédit de 3,0 G\$ actuellement inutilisée ainsi que de deux prospectus préalables de base valides, ce qui lui confère la capacité de faire face à l'incertitude économique et à la détérioration de la conjoncture mondiale. La société s'est dotée de plus d'une stratégie d'atténuation des risques qui lui permet de protéger une partie de ses flux de trésorerie année après année.

La capacité de Cenovus de faire face aux incertitudes qui caractérisent l'environnement économique mondial est rehaussée par le fait qu'elle est en mesure de réduire ses programmes d'investissement si les flux de trésorerie viennent à baisser.

Risque lié aux prix des marchandises

Le risque sur marchandises s'entend des fluctuations des prix futurs découlant de la vente de diverses marchandises dans le cadre des activités de la société.

Cenovus entend atténuer en partie le risque sur marchandises au moyen d'une stratégie d'entreprise intégrée prévoyant qu'une partie des fournitures de fonctionnement et du stock d'alimentation provienne des activités internes.

Pour atténuer encore davantage le risque lié au prix des marchandises, Cenovus conclut des instruments dérivés sur divers marchés opérationnels afin d'optimiser sa chaîne d'approvisionnement ou de production. Afin de réduire en partie son exposition au risque lié aux prix du pétrole brut à l'égard de ses ventes de brut, la société a conclu des swaps permettant de fixer le prix du WTI. Afin de réduire en partie son exposition au risque lié au prix du gaz naturel sur ses ventes de gaz, la société a conclu des swaps permettant de fixer les prix NYMEX et AECO. Afin de réduire en partie son exposition au risque lié à l'éloignement et à l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut et du gaz naturel, la société a conclu des swaps différentiels et des swaps variable-variable. Afin de réduire en partie le risque lié aux coûts de consommation d'électricité, Cenovus a conclu un contrat dérivé connexe.

Risque de 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 sa politique de crédit visant son portefeuille des créances approuvée par le conseil et de pratiques en matière de crédit qui limitent les opérations 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 en Amérique du Nord et en Europe, ou avec des contreparties ayant une cote de solvabilité de la meilleure qualité.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend de l'impossibilité pour la société de s'acquitter de toutes ses obligations financières à mesure qu'elles deviennent exigibles. Le risque de liquidité englobe également le risque qu'elle ne puisse liquider ses actifs rapidement à un prix raisonnable.

Cenovus gère le risque de liquidité 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 aux activités opérationnelles, facilités de crédit inutilisées, billets de trésorerie et disponibilités représentées par ses prospectus préalables de base. Au 31 décembre 2011, la facilité de crédit engagée de Cenovus était inutilisée. En outre, Cenovus disposait d'une capacité inutilisée de 1,5 G\$ en vertu de son prospectus préalable de base canadien et de 1,5 G\$ US en vertu de son prospectus préalable de base américain, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture des marchés. La période de validité des deux prospectus prend fin au troisième trimestre de 2012 et Cenovus entend renouveler ces deux prospectus avant l'expiration de leur période de validité.

Risque de change

Le risque de change découle des fluctuations des taux de change au sein des activités de Cenovus. Comme le prix des ventes de marchandises de la société est généralement établi en dollars américains et que ses dépenses d'investissement et ses charges sont réglées aussi bien en dollars canadiens qu'en dollars américains, les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien peuvent avoir un effet considérable sur ses résultats financiers, lesquels sont présentés en dollars canadiens.

Pour réduire son exposition au risque de change, la société utilise une stratégie d'entreprise intégrée en exerçant ses activités aussi bien au Canada qu'aux États-Unis afin de créer une couverture partielle du risque de change. Pour atténuer encore davantage le risque de change, Cenovus peut conclure des contrats de change ou couvrir son exposition aux prix des marchandises en dollars canadiens.

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.

Risque de 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 totalité de son portefeuille d'emprunts soit assortie d'un taux fixe au 31 décembre 2011, 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 son programme de billets de trésorerie et de ses facilités de crédit. 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 OPÉRATIONNELS

Le risque opérationnel s'entend du risque de perte ou d'occasion perdue découlant d'activités opérationnelles et d'activités d'investissement qui, en soi, pourraient avoir une incidence sur la capacité de Cenovus d'atteindre ses objectifs.

Risque lié au capital et risque opérationnel

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 du risque lié au capital et du risque opérationnel, y compris 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 approbations nécessaires des autorités de réglementation, des parties prenantes et des partenaires, 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.

Étant donné la volatilité qui continue de caractériser les marchés ainsi que la crise du crédit en Europe, facteurs qui pourraient entraîner une importante récession à l'échelle mondiale, Cenovus est consciente du besoin de maintenir sa solidité financière. Ses programmes d'investissement peuvent dans la plupart des cas être réduits. De plus, la société a établi certains secteurs où elle peut ralentir ses investissements en cas de baisse des flux de trésorerie attribuable au fléchissement des prix sur le marché. Cenovus entend conserver d'excellents ratios financiers et des liquidités significatives pour être en mesure de réagir à toute faiblesse des prix si une récession affectait ses activités.

Risque lié au remplacement des réserves

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir, de mettre en valeur 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 la production 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, ses 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'investissement antérieur pour en tirer des enseignements clés, lesquels comprennent souvent des éléments techniques et 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 en fonction du programme d'investissement 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'investissement 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.

Risques liés à la sécurité et à l'environnement

La mise en valeur, la production et le raffinage de pétrole brut et de gaz naturel sont, de par leur nature même, des activités à risque élevé pouvant causer des préjudices personnels ou des perturbations environnementales imprévues. Cenovus a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes. 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 aussi bien à la haute direction qu'au conseil. Le comité de la responsabilité, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil évalue et recommande les politiques en matière de responsabilité de l'entreprise, y compris sur le plan de la sécurité et de l'environnement, 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.

Lorsqu'elle prend des décisions en matière d'activités opérationnelles et d'activités 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 opérationnels 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.

RISQUE LIÉ À LA RÉGLEMENTATION

Les activités de Cenovus sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements qui peuvent viser ou interdire les forages, la complétion et le raccordement 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 groupes opérationnels et le siège social, 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 ainsi qu'aux cadres de redevances et réglementaire 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.

Risque lié à la réglementation en matière d'environnement

La réglementation environnementale touche nombre d'aspects de l'entreprise de Cenovus. Les cadres réglementaires visent toutes les sociétés en exploitation au sein de l'industrie de l'énergie. Cenovus est tenue d'obtenir les autorisations et permis réglementaires nécessaires pour assurer son exploitation et elle doit respecter les normes et obligations en vigueur en ce qui concerne la prospection, la mise en valeur et la production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation des produits pétroliers. Les évaluations, examens et autorisations de nature réglementaire sont généralement obligatoires pour entreprendre, poursuivre ou modifier des projets d'exploitation.

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 la réduction des émissions de GES sont en cours d'étude, d'analyse ou de mise en œuvre aussi bien aux États-Unis qu'au Canada. Les effets défavorables sur les activités de la société de l'adoption d'une réglementation exhaustive en matière d'émissions de GES dans un territoire où elle est en exploitation pourraient comprendre, entre autres, la perte de certains marchés, 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.

La Californie a mis en œuvre un règlement concernant les changements climatiques en promulguant une norme sur le carburant à faible teneur en carbone qui impose la réduction des émissions de carbone provenant des carburants de transport durant le cycle de vie. Aux termes de ce règlement, le pétrole brut issu des sables bitumineux est défini comme un pétrole brut à forte intensité d'émissions de carbone. Étant un producteur de pétrole issu des sables bitumineux, Cenovus n'est pas directement visée par ce règlement et elle ne sera pas tenue de le respecter. Cependant, les raffineries de Californie, elles, seront tenues de le faire. Plusieurs études sur la question, notamment une étude menée par un organisme qui a conseillé le législateur à cet égard, proposent une fourchette très large d'intensités d'émission de carbone à l'égard des pétroles bruts tirés des sables bitumineux. Cenovus jouit d'un

positionnement avantageux dans le secteur du fait de son rapport vapeur/pétrole habituellement peu élevé. Cette norme soulève nombre de questions complexes actuellement. Ainsi, en décembre 2011, le tribunal du district de l'est de la Californie a suspendu temporairement la mise en application de la norme en raison de poursuites en instance au palier fédéral contestant sa mise en œuvre. Cenovus suit l'évolution du dossier.

Abstraction faite du 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 continuer de recourir à la conception de scénarios afin de prévoir les répercussions futures, de réduire l'intensité de ses émissions et d'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. Aux termes de la réglementation, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année sont 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 \$ par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. Cenovus possède actuellement trois usines assujetties à cette réglementation. En ce qui concerne 2011, il n'est pas prévu que les coûts liés à la conformité soient importants à cet égard.

Les efforts de la société relativement à la gestion des émissions reposent sur sa réputation de chef de file sectoriel à l'égard de ce qui suit :

- le développement technologique à l'égard des sables bitumineux afin de réduire les émissions de GES;
- l'accent sur l'efficacité énergétique;
- le piégeage du dioxyde de carbone.

En particulier, la réduction de l'intensité des émissions est une conséquence directe du faible rapport vapeur/pétrole obtenu à Foster Creek et à Christina Lake. 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 rapport vapeur/pétrole de la société lui permettront de se concentrer 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 aident la société 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 peut donner 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 estime 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, son utilisation de la technologie et sa focalisation sur l'amélioration continue représentent 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.

Pour de plus amples renseignements sur les changements climatiques, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (se reporter à la rubrique « Information supplémentaire »).

CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ALBERTA

Le 5 avril 2011, le gouvernement de l'Alberta a rendu public son projet Lower Athabasca Regional Plan (« LARP »), qui a été publié en vertu de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act*. Une version mise à jour du projet LARP a été rendue publique le 29 août 2011 après une ronde de consultations publiques qui a permis aux parties prenantes de donner leur avis. Aucune modification significative n'a été apportée au projet LARP à la suite de ces consultations. Pour être mis en oeuvre, le projet LARP doit maintenant être autorisé par le cabinet provincial.

Le projet LARP établit des cadres de gestion relativement à l'air, aux terres et à l'eau, qui intégreront des limites cumulatives et des éléments déclencheurs. Ce projet permettra aussi de cibler les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs. Si les définitions à l'égard de l'utilisation des terres concernant les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs sont approuvées dans leur version actuelle, certains des régimes fonciers visant les sables bitumineux pourraient être annulés, sous réserve d'une indemnisation négociée avec le gouvernement de l'Alberta. L'accès à certains secteurs des biens miniers actuels de la société pourrait être interdit, ce qui ralentirait la cadence de mise en valeur en raison de limites et seuils en matière environnementale qui pourraient toucher défavorablement le cours des titres de la société et le versement de dividendes à ses actionnaires. Toutefois, les secteurs déterminés n'ont aucune répercussion directe sur le plan stratégique de Cenovus, ni sur ses activités actuelles à Foster Creek ou à Christina Lake ou sur l'une ou l'autre des demandes qu'elle a déposées.

Dans le cadre de sa revue de la compétitivité, le gouvernement de l'Alberta a entrepris en mars 2010 un examen exhaustif du cadre réglementaire appelé le Regulatory Enhancement Project (le « Projet »). Le Projet a pour but de créer un cadre réglementaire efficace qui contribuera à la compétitivité globale de l'Alberta tout en protégeant l'environnement ainsi qu'en assurant la sécurité publique et la conservation des ressources. Le Projet sollicitait la participation d'un grand nombre de parties prenantes, notamment l'industrie, et a abouti à une recommandation au ministre de l'Énergie, au quatrième trimestre de 2010, préconisant l'adoption d'un cadre stratégique coordonné et d'un cadre réglementaire intégré pour l'industrie pétrolière et gazière en amont. Le gouvernement de l'Alberta a accepté les recommandations de l'équipe du Projet et a décidé d'aller de l'avant pour les mettre en oeuvre. En 2011, aucun fait nouveau n'est survenu dans ce dossier.

Pour exploiter ses installations DGMV, Cenovus a besoin d'eau, laquelle est obtenue aux termes de permis délivrés par le ministère de l'Environnement et des Eaux de l'Alberta. Rien ne garantit que ces permis ne seront pas annulés ou que des conditions additionnelles ne seront pas imposées pour leur obtention. Rien ne garantit que la société ne devra pas verser des droits pour l'utilisation de l'eau à l'avenir, ni que ces droits seront raisonnables. De plus, l'expansion des projets de la société est tributaire de l'obtention de permis pour accéder à des quantités d'eau supplémentaire. Rien ne garantit que ces permis seront délivrés, ou qu'ils le seront à des conditions favorables, voire qu'il existera de l'eau pouvant être dévié aux termes de ces permis. Bien que la société réutilise actuellement une partie de l'eau qu'elle obtient aux termes de ces permis, rien ne garantit que ses installations continueront d'utiliser l'eau avec efficacité.

TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus s'engage à exploiter son entreprise de façon responsable et à intégrer ses principes en matière de responsabilité d'entreprise à l'exercice de ses activités. Cenovus comprend bien l'importance de faire rapport aux parties prenantes de façon transparente et responsable. La société communique non seulement l'information exigée aux termes des lois et règlements, mais aussi de l'information qui décrit plus amplement ses activités, ses politiques, outre les possibilités qui s'ouvrent à elle et les risques qu'elle court.

La politique en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus continue de soutenir les engagements, la stratégie et la communication d'information de la société tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. À l'avenir, Cenovus verra à ce que la communication de l'information en matière de responsabilité d'entreprise

correspondre à cette politique et soit axée sur l'amélioration de la performance. Pour ce faire, elle assurera le suivi et contrôle continu de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. Cette politique peut être consultée sur le site Web de Cenovus au www.cenovus.com.

La politique en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus comporte six axes : (i) le leadership; (ii) la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales; (iii) les ressources humaines; (iv) la performance environnementale; (v) l'engagement des parties prenantes et des Autochtones; (vi) la participation de la collectivité et l'investissement dans celle-ci. Cenovus entend continuer à faire rapport de sa performance à l'égard de ces axes par l'intermédiaire de son rapport annuel en matière de responsabilité d'entreprise.

La politique en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus met l'accent sur son engagement envers la protection de la santé et de la sécurité de tous ceux qui sont visés par ses activités, notamment ses effectifs et les collectivités où elle est en exploitation. Cenovus s'engage à ne jamais mettre en péril la santé et la sécurité de quiconque dans l'exercice de ses activités. Elle compte s'efforcer de fournir un milieu de travail sécuritaire et sain et elle s'attend à ce que ses salariés se conforment aux pratiques en matière de santé et de sécurité établies pour les protéger. En outre, la politique de Cenovus aborde la gestion d'intervention d'urgence, l'investissement dans les projets axés sur l'efficacité, dans les nouvelles technologies et dans la recherche, et l'appui aux principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme.

À mesure que progresse le processus de communication en matière de responsabilité d'entreprise, d'autres indicateurs seront élaborés et y seront intégrés afin de dresser un portrait plus exact des activités de Cenovus et des défis qu'elle doit relever. La visibilité en ligne de la société sera accrue par le biais de la section consacrée à la responsabilité d'entreprise de son site Internet. En juillet 2011, Cenovus a rendu public son premier rapport exhaustif en la matière, qui peut être consulté au www.cenovus.com. Ce rapport tenait compte des lignes directrices de la Global Reporting Initiative et des normes établies par la Canadian Association of Petroleum Producers dans son programme Responsible Canadian Energy.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS

Pour l'application des méthodes comptables, Cenovus est tenue d'utiliser des jugements, de poser des hypothèses et de faire des estimations qui pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évalués chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés sont expliqués plus amplement le mode de présentation et les méthodes comptables significatives de la société.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS CRITIQUES

Le texte qui suit résume les méthodes et pratiques comptables nécessitant le recours aux estimations qui sont essentielles à la compréhension des résultats financiers de la société.

Mode de présentation

Les résultats de la société pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010 ainsi que pour la période de un mois allant du 1^{er} 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 la période antérieure à l'arrangement, soit du 1^{er} janvier au 30 novembre 2009, 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 (résultat opérationnel, 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 le résultat opérationnel ainsi que les flux de trésorerie conformément au référentiel comptable antérieur.

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 le résultat opérationnel, la situation financière et les flux de trésorerie qui auraient été ceux de Cenovus si celle-ci avait été une entité autonome au cours de la période en question.

Réserves de pétrole et de gaz

Toutes les réserves et ressources de pétrole et de gaz naturel de Cenovus ont été évaluées par les ERQI au 31 décembre 2011 conformément au Règlement 51-101. 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. Ces révisions peuvent avoir une incidence considérable sur le bénéfice futur de Cenovus car elles ont des répercussions directes sur les taux d'amortissement et d'épuisement de la société, les calculs des dépréciations d'actifs, la comptabilisation des regroupements d'entreprises et les passifs relatifs au démantèlement.

Immobilisations corporelles – amortissement et épuisement

Les actifs de mise en valeur et de production compris dans les immobilisations corporelles sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation en fonction des réserves prouvées estimatives établies au moyen des prix et des coûts futurs estimatifs. Puisqu'elles constituent une composante clé du calcul de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les estimations de réserves peuvent avoir une incidence significative sur le résultat net. Une révision à la baisse des estimations des quantités de réserves de la société pourrait en effet entraîner l'imputation au résultat d'une dotation à l'amortissement et à l'épuisement plus élevée.

Les actifs de raffinage et de commercialisation, les autres actifs en amont et les actifs de support, notamment les actifs liés aux pipelines et à la technologie de l'information, sont amortis selon la méthode linéaire et la société estime leur durée d'utilité ainsi que leur valeur de récupération. Ces estimations peuvent avoir une incidence significative sur le résultat net car une baisse de la durée d'utilité et de la valeur de récupération pourrait en effet entraîner l'imputation au résultat d'une dotation à l'amortissement et à l'épuisement plus élevée.

Actifs de prospection et d'évaluation

Les coûts engagés une fois que le droit légal de prospecter une zone a été obtenu et avant l'établissement de la faisabilité technique et de la viabilité commerciale de la zone sont classés à titre de coûts liés aux actifs de prospection et d'évaluation. La décision relative à la faisabilité technique et à la viabilité commerciale des actifs de prospection et d'évaluation de Cenovus repose sur plusieurs hypothèses, notamment en ce qui concerne les réserves estimées, les prévisions relatives aux prix des marchandises, les volumes de production attendus et les taux d'actualisation prévus, lesquelles hypothèses pourraient toutes éventuellement changer de façon significative.

Dépréciation d'actifs

Les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation sont soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an ou lorsque les événements et les circonstances indiquent que leur valeur comptable peut être supérieure à leur valeur recouvrable. Le test de dépréciation est exécuté au niveau de l'unité génératrice de trésorerie pour les actifs de mise en valeur et de production et les autres actifs en amont. Les actifs de prospection et d'évaluation sont affectés à une unité génératrice de trésorerie connexe comportant des actifs de mise en valeur et de production. Les actifs des Activités non sectorielles sont répartis de façon uniforme et raisonnable entre les unités génératrices de trésorerie pour lesquelles ils contribuent aux flux de trésorerie futurs, afin d'être soumis à un test de dépréciation. En ce qui concerne les actifs de raffinage, un test de dépréciation est exécuté dans chaque raffinerie de façon indépendante.

L'évaluation des faits et circonstances qui sont utilisés pour les tests de dépréciation et qui suggèrent que la valeur comptable d'un actif peut excéder sa valeur recouvrable est un processus subjectif et sujet à interprétation, qui comporte souvent plusieurs estimations. De plus, un test de dépréciation visant des actifs ou unités génératrices de trésorerie, outre l'évaluation des reprises de perte éventuelles, exige que la société estime la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie en question. Le calcul d'une valeur recouvrable se fonde sur des hypothèses et estimations qui peuvent varier selon l'information disponible, notamment les prix des marchandises futurs, les volumes de production attendus, les quantités de réserves, les taux d'actualisation ainsi que les frais de mise en valeur futurs et les charges opérationnelles futures. Les changements des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur recouvrable peuvent avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs et unités génératrices de trésorerie connexes. Pour de plus amples renseignements sur les hypothèses utilisées afin de déterminer la valeur recouvrable, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Échange d'actifs

Les estimations de la juste valeur, utilisées pour déterminer la valeur comptable des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation ainsi que pour comptabiliser les profits ou les pertes à l'échange d'actifs, reposent sur plusieurs hypothèses et estimations, notamment les quantités de réserves, les prix des marchandises futurs, les taux d'actualisation ainsi que les frais de mise en valeur futurs et les charges opérationnelles futures. Les estimations de la juste valeur obtenues ne correspondent pas nécessairement aux valeurs réalisées ou aux montants du règlement dans une transaction sur le marché actuel, et les écarts peuvent être significatifs.

Regroupements d'entreprises et goodwill

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, selon laquelle les actifs identifiables acquis, les passifs pris en charge et toute participation ne donnant pas le contrôle sont comptabilisés et évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Tout excédent du prix d'achat majoré de toute participation ne donnant pas le contrôle sur la juste valeur des actifs nets acquis est comptabilisé à titre de goodwill. Si le prix d'achat est inférieur à la juste valeur des actifs nets acquis, le déficit est crédité au résultat net.

Au moment de l'acquisition, le goodwill est affecté à chacune des unités génératrices de trésorerie auxquelles il se rapporte. Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an. Pour établir la perte de valeur, la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle le goodwill se rapporte est comparée à la valeur comptable. Si la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Une perte de valeur est inscrite d'abord pour réduire la valeur comptable du goodwill attribué à l'unité génératrice de trésorerie et, ensuite, pour réduire la valeur comptable des autres actifs de cette unité. Les pertes de valeur du goodwill ne peuvent pas faire l'objet d'une reprise.

Passifs relatifs au démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant les actifs pétroliers et gaziers en amont de la société, outre ses actifs de raffinage, au terme de leur durée économique. En vue d'estimer le passif futur, des hypothèses que la direction juge raisonnables sont formulées en fonction des antécédents et des facteurs économiques actuels. Toutefois, le coût réel de démantèlement est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancements technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. L'incidence sur le résultat net pour la durée économique restante des actifs pourrait être importante, en raison des changements apportés aux estimations de coûts à mesure que de nouvelles informations sont disponibles. De plus, la société établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actualisée des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché. Pour de plus amples renseignements sur les hypothèses utilisées afin de déterminer les passifs relatifs au démantèlement, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Régimes de rémunération

La charge de personnel comptabilisée au titre des régimes de rémunération fondée sur le rendement à long terme dépend de la meilleure estimation que la société a formulée à l'égard de l'atteinte des critères de rendement et du montant qui sera versé. Certaines obligations de paiement aux termes des régimes de rémunération de Cenovus sont établies à la juste valeur et, par conséquent, les fluctuations de la juste valeur influencent la charge de personnel constatée. La juste valeur de l'obligation est calculée en fonction de plusieurs hypothèses, dont le taux d'intérêt sans risque, le rendement de l'action et la volatilité prévue du cours de l'action, si bien qu'elle fait l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. Les impôts sur le résultat font par conséquent l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Des actifs d'impôt différé sont constatés dans la mesure où il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées au cours des périodes à venir. L'évaluation de la recouvrabilité se fonde sur de nombreuses estimations, dont une évaluation du moment où les différences temporelles seront renversées, une analyse du montant du bénéfice imposable futur, l'accessibilité à des flux de trésorerie pour compenser les actifs d'impôt lorsque la reprise aura lieu et l'application des législations fiscales. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer la recouvrabilité pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés dans les périodes à venir.

Instruments financiers

La juste valeur des instruments dérivés, qui peuvent être utilisés en vue de gérer l'exposition de Cenovus aux risques liés aux prix des marchandises, au change et aux taux d'intérêt, est établie à l'aide de modèles d'évaluation qui requièrent l'utilisation d'hypothèses visant le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation. Les hypothèses de Cenovus reposent sur des données de marchés externes observables, notamment les cours des marchandises et leur volatilité, les courbes des taux d'intérêt et les taux de change. Les estimations de justes valeurs ainsi obtenues peuvent ne pas correspondre aux montants qui seront réalisés ou réglés dans le cadre d'opérations au cours du jour et font par conséquent l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Passage aux IFRS

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE D'OUVERTURE – VALEUR COMPTABLE DES RAFFINERIES

Au moment du passage aux IFRS, la société a décidé d'évaluer la valeur comptable de ses raffineries à la juste valeur estimée à cette date, ce qui a donné lieu à une réduction permanente de la valeur comptable d'environ 2,6 G\$. L'estimation de la juste valeur est présumée être la valeur comptable des raffineries au 1^{er} janvier 2010. La valeur comptable réduite a une incidence sur la dotation à l'amortissement et à l'épuisement qui sera constatée dans les périodes à venir. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 a diminué de 103 M\$ en raison de la réduction de la valeur comptable.

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE D'OUVERTURE – CAPITALISATION DU COÛT ENTIER

Selon le référentiel comptable antérieur, la société comptabilisait ses biens pétroliers et gaziers dans un centre de coûts selon la méthode de la capitalisation du coût entier. Les IFRS ne prévoient aucun traitement correspondant. Aux termes d'IFRS 1, *Première application des Normes internationales d'information financière*, les entreprises utilisant la capitalisation du coût entier ont le droit de répartir la valeur comptable nette de leurs immobilisations corporelles en amont au niveau des unités de comptabilisation au moment du passage aux IFRS à l'aide des données sur les réserves. En tenant compte de cette exemption, Cenovus a reclassé le coût de ses actifs de prospection et d'évaluation des immobilisations corporelles à la nouvelle catégorie des actifs de prospection et d'évaluation. Le reste du pool d'actifs comptabilisé selon la capitalisation du coût entier a été réparti à la valeur des réserves prouvées diminuée de 10 % à la date de transition. Cette méthode concorde avec la méthode de répartition ayant dû être employée à la constitution de Cenovus dans le cadre de l'arrangement. Le processus de répartition selon les IFRS n'a eu aucune incidence sur la valeur comptable nette des immobilisations corporelles à la date de transition car aucune dépréciation selon les IFRS n'a été comptabilisée.

Conformément aux IFRS et au référentiel comptable antérieur, le taux d'amortissement et d'épuisement à l'égard des immobilisations corporelles liées à la mise en valeur et à la production est calculé selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation en fonction des réserves prouvées. Toutefois, selon le référentiel comptable antérieur, la société calculait le taux d'amortissement et d'épuisement pour chaque centre de coûts par pays alors que, selon les IFRS, le taux d'amortissement et d'épuisement est calculé au niveau du secteur. L'adoption de cette méthode a entraîné une augmentation de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement de 135 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

CHANGEMENTS FUTURS DES MÉTHODES COMPTABLES

Partenariats et activités hors bilan

En mai 2011, l'IASB a publié les normes suivantes, qui sont nouvelles ou ont été modifiées :

- IFRS 10, *États financiers consolidés*, (« IFRS 10 ») remplace IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, (« IAS 27 ») et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 revoit la définition de la notion de contrôle et porte sur la nécessité pour une entité de disposer du pouvoir et des rendements variables pour affirmer qu'elle détient le contrôle. IFRS 10 contient des directives sur les droits de participation et de protection et traite aussi de la notion de contrôle « de fait ». La norme contient aussi des explications qui permettent de déterminer si un investisseur possédant des pouvoirs de prise de décision agit à titre de mandant ou de mandataire.
- IFRS 11, *Partenariats*, (« IFRS 11 ») remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, (« IAS 31 ») et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 définit un partenariat comme un accord conférant à deux ou plusieurs parties un contrôle conjoint. Un partenariat est classé comme une « activité commune » ou une « coentreprise » selon les faits et les circonstances. Une activité commune est un partenariat aux termes duquel les parties qui possèdent le contrôle conjoint ont des droits sur les actifs et des obligations à l'égard des passifs relatifs au partenariat. Chaque entreprise qui participe à une activité commune comptabilise sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges du partenariat. Un coentrepreneur a des droits sur l'actif net du partenariat et comptabilise ce dernier à titre d'investissement selon la méthode de la mise en équivalence.

- IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités*, (« IFRS 12 ») remplace les obligations d'information auparavant incluses dans IAS 27, IAS 31 et IAS 28, *Participations dans des entreprises associées*. La norme définit des obligations d'information détaillées portant sur les participations d'une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées exclues du périmètre de consolidation. Une entité est tenue de fournir des informations qui aident les lecteurs de ses états financiers à évaluer la nature de ses participations dans d'autres entités, les risques qui y sont associés et l'incidence de ces participations sur les états financiers.
- La norme IAS 27, renommée *États financiers individuels*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10, mais elle conserve les directives actuelles sur les états financiers individuels.
- La norme IAS 28, renommée *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10 et IFRS 11.

Les normes ci-dessus sont en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. L'adoption anticipée est permise à condition que les cinq normes soient mises en application en même temps. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces normes sur ses états financiers consolidés.

Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a modifié IAS 19, *Avantages du personnel* (« IAS 19 »). Selon la version modifiée de la norme, il n'est plus possible de reporter la comptabilisation des écarts actuariels, méthode souvent appelée l'approche du corridor; elle exige plutôt qu'une entité comptabilise immédiatement les écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global. De plus, la variation nette du passif ou de l'actif au titre des prestations déterminées doit être répartie entre trois composantes : coût des services, coût financier net et réévaluations. Le coût des services et le coût financier net continuent d'être passés en résultat net tandis que les réévaluations, qui incluent les variations des estimations et l'évaluation des actifs du régime, seront comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. De plus, les entités seront tenues de calculer le coût financier net lié au passif ou à l'actif net au titre des prestations déterminées au moyen du même taux d'actualisation que celui utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations déterminées. La modification rehausse aussi les informations à fournir dans les états financiers. La version modifiée de la norme est en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, et les règles régissant l'application rétrospective ont aussi été modifiées. L'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

Évaluation de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, (« IFRS 13 ») qui contient une définition cohérente et moins complexe de la juste valeur, établit une source unique de règles pour la détermination de la juste valeur et présente des obligations d'information uniformes relatives à l'évaluation de la juste valeur. IFRS 13 est en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013 et s'applique de manière prospective à partir du début de la période annuelle au cours de laquelle la norme est adoptée. L'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 13 sur ses états financiers consolidés.

Instruments financiers

L'IASB se propose de remplacer IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, (« IAS 39 ») par IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »). IFRS 9 sera publiée en trois phases, dont la première a déjà été publiée.

La première phase porte sur la comptabilisation des actifs financiers et des passifs financiers. La deuxième traitera de la perte de valeur des instruments financiers et la troisième, de la comptabilité de couverture.

Pour les actifs financiers, IFRS 9 utilise un modèle unique pour établir si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, qui remplace les multiples règles d'IAS 39. Le modèle d'IFRS 9 est fondé sur la façon dont l'entité gère ses instruments financiers dans le cadre de son modèle économique et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers. La nouvelle norme impose également l'utilisation d'une méthode de dépréciation unique qui remplace les nombreuses méthodes proposées par IAS 39. Pour les passifs financiers, les critères de classement ne changeront pas selon IFRS 9, mais le modèle de la juste valeur pourra exiger une comptabilisation différente des variations de cette juste valeur par suite des modifications du risque de crédit de l'entité.

Une entité doit appliquer IFRS 9 pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2015, les dispositions transitoires variant en fonction de la date de la première application. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur ses états financiers consolidés.

Présentation des autres éléments du résultat global

En juin 2011, l'IASB a publié une modification à IAS 1, *Présentation des états financiers*, (« IAS 1 ») qui exige que les sociétés regroupent les éléments présentés dans le poste Autres éléments du résultat global selon qu'ils sont susceptibles ou non d'être reclassés par la suite en résultat net. Cette version modifiée d'IAS 1 est en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} juillet 2012 et doit faire l'objet d'une application rétrospective complète. L'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette modification sur ses états financiers consolidés.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

En décembre 2011, l'IASB a publié les normes modifiées suivantes :

- IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir* (« IFRS 7 »), a été modifiée pour que soient fournies des informations quantitatives plus nombreuses à l'égard des instruments financiers qui sont compensés dans l'état de la situation financière ou sont visés par des conventions de compensation globale exécutoires ou autres ententes semblables.
- IAS 32, *Instruments financiers : présentation* (« IAS 32 ») a été modifiée afin de clarifier les exigences relatives à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers. La norme modifiée stipule que le droit à compensation doit pouvoir être exercé à la date courante et ne doit pas être conditionnel à la survenance d'un événement futur.

La version modifiée d'IFRS 7 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013 et la version modifiée d'IAS 32 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2014, dans les deux cas avec application rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption des versions modifiées d'IFRS 7 et d'IAS 32 sur ses états financiers consolidés.

PERSPECTIVES

Au début de 2012, certains facteurs économiques peuvent faire espérer que l'économie des États-Unis s'améliorera graduellement au fil des mois. Cependant, la crise de la dette souveraine en Europe devrait se poursuivre et pourrait nuire à la reprise économique aux États-Unis. Les perspectives de Cenovus pour 2012 dépendent des prix des marchandises et notamment de l'incidence de l'accès à un nouveau marché pour le pétrole brut américain. Les prix du pétrole brut devraient rester volatils puisqu'ils sont sensibles à la croissance économique et aux risques d'interruption de l'approvisionnement.

En 2012, le prix du WTI devrait continuer d'avoisiner le prix moyen enregistré en 2011 alors que l'accroissement de la demande provenant des marchés émergents devrait être annulé par le retour de l'approvisionnement venant de la Libye. La progression prévue de la demande reste toutefois sensible à la conjoncture en Europe où la crise de la dette souveraine n'est pas encore résolue. De plus, le risque d'une instabilité politique accrue au Moyen-Orient et en Afrique du Nord pourrait se traduire par un risque significatif d'interruption de l'approvisionnement qui annulerait l'incidence du retour des stocks de pétrole libyens.

En 2012, l'écart WTI-WCS risque de se contracter par rapport à 2011 étant donné que la nouvelle unité de cokéfaction de la raffinerie Wood River sera en exploitation pour l'année au complet, sans compter la capacité de raffinage additionnelle qui sera disponible vers la fin de l'année. Cette contraction devrait être contrebalancée par la production accrue de pétrole brut nord-américain qui accentuera la congestion des pipelines. Cependant, la nouvelle capacité de transport ferroviaire, en particulier en provenance du Dakota du Nord, devrait réduire cette congestion.

En 2012, les paramètres économiques des raffineries du Midwest devraient être inférieurs à ceux de 2011 étant donné la baisse des marges de craquage moyennes. Cette baisse prévue est principalement attribuable aux réductions moindres visant le coût des charges puisque le pétrole brut intérieur disposera d'un débouché vers les raffineries de la côte du Golfe du Mexique en raison du renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway au milieu de 2012.

Pour 2012 les initiatives stratégiques et les principales priorités de Cenovus comprennent les suivantes :

- Amplification de la production à Christina Lake étant donné l'intensification de la production issue de la phase C et la mise en production prévue de la phase D au quatrième trimestre de 2012.
- Accroissement de la production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques en raison principalement de la mise en valeur des zones potentielles de pétrole avare à Lower Shaunavon et à Bakken, outre l'exploration d'autres possibilités de croissance.
- Amélioration de la production à Pelican Lake grâce à l'expansion du programme de récupération assistée des hydrocarbures par injection de polymères.
- Investissement dans le projet pilote d'évacuation d'eau à Telephone Lake et forage d'une deuxième paire de puits dans le cadre du projet pilote de Grand Rapids.

- Avancement du projet de Telephone Lake et de la zone avoisinante.
- Obtention prévue des approbations des autorités de réglementation et des partenaires à l'égard des phases A, B et C de Narrows Lake, exécution de travaux de génie supplémentaires et mise en production.
- Engagement envers des initiatives de transport et l'avancement des initiatives visant à accroître les marchés existants et à développer de nouveaux marchés pour le pétrole brut, parallèlement à une stratégie de commercialisation en phase avec l'augmentation de la production.
- Avancement de la stratégie environnementale par l'établissement d'objectifs internes.
- Évaluation des activités du projet CORE de la raffinerie Wood River pour s'assurer de leur stabilité et fiabilité.
- Croissance des dividendes, au gré du conseil, en parallèle avec l'investissement dans des projets à long terme.

ConocoPhillips, partenaire de Cenovus, a annoncé son intention de scinder ses activités de raffinage et commercialisation et ses activités de prospection et de production en deux entreprises autonomes. Cenovus ne prévoit pas que cette nouvelle aura une incidence significative sur ses propres activités. Si la scission va de l'avant, Cenovus s'attend à ce que son partenariat et les ententes connexes avec ConocoPhillips soient modifiés de sorte à tenir compte de la scission et du fait que les actifs en amont et les actifs de raffinage dans lesquels la société détient une participation seront répartis entre deux entreprises distinctes.

L'objectif à long terme de la société est de mettre l'accent sur la croissance de la valeur de l'actif net et d'obtenir un rendement global attrayant pour les actionnaires grâce aux stratégies suivantes :

- Une forte croissance de la production relative au secteur Sables bitumineux, principalement au moyen de l'expansion des biens Foster Creek et Christina Lake et de la production de pétrole lourd à Pelican Lake. En outre, la société dispose d'un large éventail d'actifs liés à des zones de ressources émergentes, comme Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake et elle détient un intérêt économique direct de 100 % dans un grand nombre de ces actifs.
- La poursuite de la mise en œuvre des ressources liées aux sables bitumineux de la société en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication à faible coût grâce à la technologie, à l'innovation et au respect continu de la santé et sécurité des salariés, à la priorité accordée à la performance environnementale et au dialogue constructif avec les parties prenantes.
- L'évaluation du potentiel de nouveaux projets de pétrole brut sur ses biens existants à Pelican Lake, à Weyburn, dans le sud de l'Alberta, à Bakken et à Lower Shaunavon et dans de nouvelles régions en mettant l'accent sur les zones potentielles de pétrole avare.
- Le financement en interne de la croissance grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés principalement des actifs établis de gaz naturel, ainsi que le produit découlant de la stratégie continue de gestion du portefeuille visant la sortie d'actifs de pétrole brut et de gaz naturel non essentiels, outre le recours à un financement par emprunt additionnel pour répondre aux besoins de liquidités supplémentaires.
- La réduction du profil de risque de prix des marchandises grâce à l'intégration des activités gazières et de raffinage ainsi qu'une stratégie de couverture et de gestion des risques cohérente.
- Le maintien d'un dividende durable, la priorité devant être accordée sur la croissance du dividende après 2011 en vue d'offrir un excellent rendement global pour les actionnaires.

En ce qui concerne les sables bitumineux, la société vise, d'ici à la fin de 2021, des cibles de production nette d'environ 400 000 barils par jour et une production nette totale d'environ 500 000 barils par jour, conformément à son plan d'affaires mis à jour. Pour atteindre ses cibles de production, Cenovus compte poursuivre l'expansion de Foster Creek et de Christina Lake ainsi qu'entreprendre de nouveaux projets à Narrows Lake, à Grand Rapids et à Telephone Lake.

Les principaux enjeux que la société se doit de gérer avec sagacité pour favoriser sa croissance sont la volatilité des prix des marchandises, l'accès aux marchés, l'approbation en temps opportun des autorités de réglementation et des partenaires, le cadre réglementaire en matière d'environnement et la concurrence au sein du secteur. Pour de plus amples renseignements concernant l'incidence de ces facteurs sur les résultats financiers de Cenovus, se reporter aux rubriques portant sur la gestion des risques du présent rapport de gestion.

L'approche disciplinée de la société à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des flux de trésorerie, comme suit :

- En premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux capitaux engagés, c'est-à-dire les dépenses d'investissement nécessaires pour poursuivre les activités d'expansion autorisées à l'égard des projets à phases multiples de la société et pour exercer ses activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes significatifs afin d'offrir un rendement global solide pour les actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement, soit les dépenses d'investissement engagées pour les projets allant au-delà de ceux visés par les capitaux engagés.

Ce processus de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux ainsi que l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui lui permettent de rester solide lorsque les flux de trésorerie baissent. 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

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « cibler », « projeter », « pouvoir », « accent », « vision », « but », « proposé », « programmé », « perspective », « éventuel » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de la stratégie de croissance et des échéanciers connexes, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net projetée, du résultat opérationnel et résultats financiers projetés, des dépenses d'investissement prévues, de la production future attendue, notamment en ce qui concerne le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci, de la capacité de raffinage future prévue, des frais de découverte et de mise en valeur prévus, des réserves prévues et des estimations de ressources éventuelles et prometteuses, des dividendes éventuels et de la stratégie de croissance des dividendes, des échéanciers prévus en ce qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, les répercussions futures des mesures réglementaires, les prix des marchandises projetés, de l'utilisation et du développement futurs de la technologie, notamment la technologie et les procédures visant à réduire l'incidence environnementale, et de la croissance projetée de la valeur actionnariale. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de l'information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, à l'industrie en général.

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus (consulter www.cenovus.com); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : la volatilité des prix du pétrole et du gaz; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés et l'efficacité des stratégies de couverture; l'exactitude des estimations de coûts, les variations des prix des marchandises, des cours du change et des taux d'intérêt; les fluctuations de l'offre et de la demande de produits; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus, y compris les risques de crédit; le maintien d'un ratio dette/BAlIIA ajusté et d'un ratio dette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus et de ConocoPhillips de maintenir leurs relations et de parvenir à gérer et à exploiter leurs activités intégrées de pétrole lourd; la fiabilité des actifs de Cenovus; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; les marges liées aux activités de raffinage et de commercialisation; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; 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 cadre réglementaire albertain, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite; dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle/rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (se reporter à la rubrique « Information supplémentaire »).

INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Les estimations de ressources éventuelles et prometteuses de bitume ont été préparées en date du 31 décembre 2011 par McDaniel & Associates Consultants Ltd., évaluateur de réserves qualifié indépendant. Les estimations se fondent sur le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et sont conformes au Règlement 51-101.

- Les ressources éventuelles sont les quantités de bitume estimatives, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir d'accumulations connues à l'aide d'une technique établie ou d'une technique en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables sur le plan commercial par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités peuvent comprendre plusieurs facteurs, par exemple, des questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire, ou l'absence de marchés. Il convient également de classer à titre de ressources éventuelles les quantités découvertes estimatives récupérables associées à un projet qui en est au début de son stade d'évaluation. L'estimation des ressources éventuelles n'a pas été ajustée en fonction des risques liés à la probabilité de mise en valeur. Pour une analyse des éventualités visant les ressources éventuelles de la société, se reporter à la rubrique « Réserves de pétrole et de gaz ».
- Les ressources éventuelles économiques sont les ressources éventuelles actuellement récupérables sur le plan économique d'après des projections précises en matière de prix et coûts des marchandises. Dans le cas de Cenovus, les ressources éventuelles ont été évaluées à l'aide des mêmes hypothèses de prix des marchandises qui ont servi à la préparation de l'évaluation des réserves pour 2011, laquelle est conforme au Règlement 51-101.
- Les ressources prometteuses sont les quantités de bitume estimatives, à une date donnée, qui sont éventuellement récupérables à partir d'accumulations non découvertes par la mise en œuvre de projets de mise en valeur futurs. Les ressources prometteuses disposent à la fois d'une possibilité associée de découverte et d'une possibilité de mise en valeur. Les ressources prometteuses sont par la suite classées en fonction du degré de certitude lié aux quantités récupérables estimatives dans l'hypothèse de leur découverte et mise en valeur et peuvent faire l'objet d'une sous-classification en fonction de l'avancement du projet. L'estimation par Cenovus des ressources prometteuses n'a pas été ajustée en fonction des risques liés à la probabilité de récupération ou de mise en valeur.
- La meilleure estimation s'entend de l'estimation la plus précise de la quantité de ressources qui sera réellement récupérée. Il est également probable que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à la meilleure estimation. Dans le cas des ressources faisant l'objet d'une meilleure estimation, le coefficient de confiance que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation est de 50 %.
- L'estimation basse s'entend d'une estimation prudente de la quantité de ressources qui sera réellement récupérée. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées soient supérieures à l'estimation basse. Dans le cas des ressources faisant l'objet d'une estimation basse, le coefficient de confiance que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation est de 90 %.
- L'estimation haute s'entend d'une estimation optimiste. Il est peu probable que les quantités restantes effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation haute. Dans le cas des ressources faisant l'objet d'une estimation haute, le coefficient de confiance que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation est de 10 %.

Les ressources éventuelles économiques ont été estimées au niveau des projets. Les estimations hautes et basses sont les sommes arithmétiques d'estimations multiples qui, d'après les principes statistiques, peuvent être trompeuses en ce qui concerne les volumes réellement récupérés. Les estimations basses cumulatives indiquées peuvent être assorties d'un coefficient de confiance supérieur à celui des projets individuels, et les estimations hautes cumulatives peuvent être assorties d'un coefficient de confiance inférieur à celui des projets individuels.

Pour de plus amples renseignements sur les réserves et ressources de pétrole et de gaz de Cenovus, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 (se reporter à la rubrique « Information supplémentaire »).

ABRÉVIATIONS

Ci-après figurent les principales abréviations employées dans le présent document :

Pétrole et liquides du gaz naturel

b	baril
b/j	baril par jour
kb/j	millier de barils par jour
Mb	million de barils
LGN	liquides du gaz naturel
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.

Gaz naturel

kpi ³	millier de pieds cubes
Mpi ³	million de pieds cubes
Gpi ³	milliard de pieds cubes
MBtu	million d'unités thermiques britanniques
gj	gigajoule
MH	méthane de houille

MESURES HORS PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie disponibles, le résultat opérationnel, le BAIIA ajusté, la dette et les capitaux permanents, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. 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 informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans le présent rapport de gestion.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

L'arrangement s'entend du plan d'arrangement conclu avec Encana Corporation qui a pris effet le 30 novembre 2009, lequel a donné lieu à la scission d'Encana en vue de constituer Encana et Cenovus. Aux termes de cet arrangement, les actionnaires d'Encana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une action ordinaire de la nouvelle société Encana par action ordinaire d'Encana qu'ils détenaient avant la scission. Conformément à l'arrangement, Cenovus a commencé à exercer ses activités de façon indépendante le 1^{er} décembre 2009.

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « société » et « Cenovus » employés dans le présent rapport de gestion peuvent, selon le cas, s'entendre uniquement de Cenovus ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale (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, notamment en consultant sa notice annuelle/Rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.com et sur le site Web de la société au www.cenovus.com.