

Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (en dollars canadiens)

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 18 février 2010, doit être lu avec les états financiers consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (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 document, lire la mise en garde figurant à la fin du présent rapport de gestion.

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, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production et de réserves sont présentés avant déduction des redevances. Certains montants des exercices antérieurs ont été retraités pour être conformes à la présentation de l'exercice à l'étude.

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|----|
| INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY | 1 |
| APERÇU DE 2010 | 3 |
| INFORMATION FINANCIÈRE | 7 |
| RÉSULTATS D'EXPLOITATION | 14 |
| SECTEURS D'EXPLOITATION | 15 |
| ACTIVITÉS EN AMONT | 15 |
| SABLES BITUMINEUX | 15 |
| HYDROCARBURES CLASSIQUES | 19 |
| RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION | 23 |
| ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS | 25 |
| INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE | 27 |
| SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT | 31 |
| GESTION DES RISQUES | 35 |
| MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS | 42 |
| PERSPECTIVES | 48 |
| MISE EN GARDE | 50 |
| ABRÉVIATIONS | 52 |

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Au 31 décembre 2010, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 25 G\$. En 2010, la production totale de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN de Cenovus a dépassé 250 000 barils équivalent pétrole par jour. 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 sont situés dans la région d'Athabasca et emploient la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« technique 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 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. La société exerce également des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel classiques en Alberta et en Saskatchewan. Outre ses actifs en amont, Cenovus détient une participation de 50 % dans deux raffineries aux États-Unis, 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 carburéacteur, afin d'atténuer la volatilité liée aux fluctuations des prix des marchandises.

Pour les cinq prochaines années, les activités de Cenovus seront axées sur l'accroissement de la production tirée principalement de Foster Creek et de Christina Lake, outre Pelican Lake, 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 pétrole brut et de gaz naturel classiques 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 sables bitumineux. 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 minore les coûts. Cenovus dispose d'une équipe d'experts chevronnés dont la priorité est l'innovation continue. L'un des objectifs primordiaux de la société est le perfectionnement des technologies en vue de réduire les quantités d'eau, de vapeur, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités, ainsi que l'atténuation des perturbations de la surface du sol.

L'avenir de la société réside dans la mise en valeur de l'avoir foncier qu'elle détient dans la région d'Athabasca dans le nord-est de l'Alberta. Outre les projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake, la société possède actuellement trois biens nouveaux dans cette zone :

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

¹⁾ Participation approximative

En ce qui concerne le bien Narrows Lake, qui est situé dans la région de Christina Lake, la société a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales (« EIE ») conjointes. Le projet devrait être mis en production en 2016 et devrait afficher une capacité de production brute de 130 000 b/j. En ce qui a trait au bien Grand Rapids qui est situé dans la grande région de Pelican Lake, un projet pilote a été entrepris. Si celui-ci est jugé fructueux, Cenovus compte déposer une demande d'autorisation réglementaire visant l'exploitation commerciale assortie d'une capacité de production brute de 180 000 b/j. Le bien Telephone Lake, quant à lui, est situé dans la région de Borealis. Cenovus a déposé auprès des autorités de réglementation une demande relativement à la mise en valeur de ce bien, notamment la construction d'une usine dotée d'une capacité de production brute de 35 000 b/j.

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, dont la majeure partie est sous-exploitée. Le plan d'affaires décennal de Cenovus consiste à accroître la production nette issue des sables bitumineux, d'environ 60 000 b/j en 2010 jusqu'à 300 000 b/j d'ici la fin de 2019. La croissance devrait être principalement financée à l'interne à l'aide des flux de trésorerie que produisent les activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel de la société, activités qui recèlent par ailleurs des possibilités d'expansion de la production attribuables aux nouvelles technologies.

Du fait de sa production de gaz naturel, Cenovus jouit d'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. À cet égard, une étape décisive sera le démarrage prévu en 2011 de l'unité de cokéfaction au projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie de Wood River (projet « CORE »). En outre, 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 pour assurer un solide rendement global à long terme pour les actionnaires.

STRUCTURE D'ENTREPRISE

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

- **Activités en amont**, qui regroupe les activités de mise en valeur et de production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN au Canada, se compose de deux unités d'exploitation isolables :
 - la division **Sables bitumineux**, qui se compose des actifs suivants de Cenovus : 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, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake sont détenus conjointement avec ConocoPhillips et exploités par Cenovus.
 - la division **Hydrocarbures classiques**, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques dans l'Ouest du Canada.
- **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 gains ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives et de financement. Lorsque des instruments financiers sont réglés, les gains et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur d'exploitation auquel les instruments financiers dérivés se rattachent. Les éliminations ont trait aux ventes, aux produits d'exploitation et aux produits achetés intersectoriels qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'aux résultats internes non réalisés.

Les secteurs d'exploitation et isolables décrits ci-dessus ont été modifiés par rapport à ceux présentés dans les périodes antérieures afin de refléter la nouvelle structure d'exploitation de Cenovus. Tous les montants des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de cette nouvelle présentation.

Information financière de 2009

Cenovus a commencé à exercer ses activités de manière indépendante le 1^{er} décembre 2009 par suite du plan d'arrangement (l'« arrangement ») concernant Encana Corporation (« Encana »), selon lequel Encana a été scindée en deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie : une société gazière, Encana, et une société pétrolière, Cenovus.

Les résultats de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et de la période d'un mois allant du 1^{er} décembre au 31 décembre 2009 représentent les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la société à titre d'entité distincte. Les résultats des périodes antérieures à l'arrangement, soit du 1^{er} janvier au 30 novembre 2009 et du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008, ont été comptabilisés sur

une base détachée. Selon cette méthode, les résultats ont été établis à partir des documents comptables d'Encana et se fondent sur les résultats d'exploitation historiques et sur les actifs et passifs historiques des activités transférées à Cenovus. Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés pour de plus amples renseignements sur les hypothèses sous-tendant les états financiers consolidés détachés.

APERÇU DE 2010

L'année 2010 est le premier exercice complet d'activité de la société en tant qu'entité indépendante. Cenovus a affiché une performance très solide dans l'ensemble. L'excellent rendement de l'exploitation traduit la forte croissance de la production des sables bitumineux, laquelle a été assortie d'un contrôle très efficace au chapitre des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations en vue de maintenir la position de la société en tant que producteur à faible coût. Malgré le fléchissement des prix obtenus pour le gaz naturel, attribuable à la surcapacité marquée des marchés du gaz naturel et des perturbations touchant le transport de pétrole brut par pipeline, facteurs qui se sont tous deux répercutés sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation, Cenovus a respecté ses prévisions en matière de flux de trésorerie pour 2010 et a dégagé un bénéfice net de 993 M\$, en hausse de 21 % par rapport à 2009. En outre, en exerçant une gestion des activités préconisant la focalisation continue sur la création de valeur, la maîtrise des coûts et la mise à jour des facilités de crédit, Cenovus jouissait à la fin de l'exercice d'une situation financière encore plus solide qu'au début de celui-ci.

Les faits saillants de 2010 sont les suivants :

- les réserves prouvées de bitume ont affiché une croissance notable (hausse de 288 Mb en glissement annuel), d'où de faibles coûts liés à la découverte et à la mise en valeur;
- la production des projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake a augmenté de 33 %;
- les autorités de réglementation ont approuvé les phases F, G et H de l'expansion de Foster Creek;
- les dépenses en immobilisations visant les expansions de Foster Creek et de Christina Lake ont augmenté sensiblement, conformément à la stratégie de la société relativement à l'avancement de ces projets;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités relatives au pétrole brut et au gaz naturel classiques ont dépassé de plus de 1,2 G\$ les dépenses en immobilisations connexes engagées pour financer la mise en valeur des projets de sables bitumineux de la société.

En outre, en ce qui concerne les finances et l'exploitation, les points saillants de 2010 par rapport à 2009 sont les suivants :

- dans l'ensemble, les dépenses en immobilisations sont demeurées relativement stables d'un exercice à l'autre; en revanche, les dépenses visant les projets de sables bitumineux ont crû de 38 % pour s'établir à 867 M\$ alors que les dépenses liées aux raffineries de la société ont fléchi de 37 % pour atteindre 655 M\$. En ce qui concerne les activités en amont classiques, l'accent mis sur le pétrole a accru de 68 % la part des dépenses qui lui sont consacrées (358 M\$) en 2010 en regard de 48 % (223 M\$) en 2009;
- le produit tiré du désinvestissement d'immobilisations corporelles a totalisé 307 M\$ (222 M\$ en 2009);
- les produits nets ont augmenté de 13 % par suite essentiellement de la progression des prix du pétrole brut et des produits raffinés malgré les perturbations touchant les pipelines acheminant le pétrole brut de l'Alberta vers les raffineries du Midwest américain au second semestre de 2010 et la hausse des redevances attribuables à l'exigibilité de versements dans le cas de Foster Creek du fait de la récupération des coûts du projet;
- comme prévu, du fait du recul de 34 % des prix obtenus pour le gaz naturel et du repli de 12 % des volumes de gaz naturel (compte tenu de l'incidence des désinvestissements), Cenovus a constaté une régression de 921 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en amont. L'affaiblissement des prix du gaz naturel et le fléchissement des flux de trésorerie lié à l'exploitation des activités du secteur Raffinage et commercialisation ont entraîné une contraction de 430 M\$ en ce qui a trait aux flux de trésorerie et de 728 M\$ pour ce qui est du bénéfice d'exploitation. Les baisses liées au gaz naturel ont été atténuées par la hausse des volumes du pétrole brut et des prix obtenus connexes;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités du secteur Raffinage et commercialisation ont fléchi de 293 M\$ essentiellement du fait de révisions prévues aux deux raffineries, de la hausse des coûts moyens liés au pétrole brut et des activités d'optimisation du raffinage en raison principalement de la faiblesse des prix du diesel et de l'essence surtout au premier semestre de 2010. Ces baisses ont été en partie contrebalancées par le repli des charges d'exploitation et l'appréciation du dollar

- canadien;
- le bénéfice net a grimpé de 175 M\$ surtout en raison de gains de change latents, de gains de couverture latents évalués à la valeur de marché et de la baisse des impôts sur les bénéfices, facteurs en partie contrebalancés par le recul des flux de trésorerie liés à l'exploitation;
- les ratios financiers se sont améliorés : le ratio dette/capitaux permanents a été ramené à 26 % et le ratio dette/BAIIA ajusté s'est établi à 1,2;
- la société a déclaré et versé des dividendes de 601 M\$ (0,20 \$ par action par trimestre) en 2010 comparativement à 150 M\$ US en 2009, versé dans le cadre de l'arrangement.

Réserves et ressources

La Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (« CERE ») de l'Alberta a accordé son autorisation réglementaire à l'égard des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek, notamment l'expansion de la zone de mise en valeur qui, conjuguée à la croissance du coefficient de récupération dans cette zone, a entraîné une hausse sensible des réserves de bitume prouvées de la société en 2010. En 2010, la société a en outre publié deux communiqués fournissant des renseignements détaillés sur le bitume en place à l'origine, ainsi que les ressources éventuelles et prometteuses de bitume afin que les investisseurs puissent avoir une meilleure idée de ses actifs de sables bitumineux.

En complément, la société a donné des présentations sur ses ressources et projets de mise en valeur lors de sa journée des investisseurs en juin 2010. De plus, à la fin de 2010, les estimations de ressources éventuelles et prometteuses de bitume ont été mises à jour. En ce qui concerne le bitume, la meilleure estimation de Cenovus au 31 décembre 2010 s'établit comme suit : ressources éventuelles d'environ 6,1 milliards de barils et ressources prometteuses d'environ 12,3 milliards de barils.

Foster Creek

À Foster Creek, la récupération des coûts du projet a été atteinte aux fins du versement de redevances en février 2010, c'est-à-dire que les produits cumulatifs tirés du projet dépassent désormais ses coûts admissibles cumulatifs. Par conséquent, les redevances de Foster Creek sont passées de 19 M\$, pour un taux de redevance réel de 2,7 %, en 2009 à 165 M\$, pour un taux de redevance réel de 16,2 %, en 2010, compte tenu des redevances avant la récupération des coûts pour un mois.

Comme indiqué plus haut, la CERE a accordé son autorisation réglementaire à la société à l'égard des trois prochaines phases de l'expansion de Foster Creek, soit les phases F, G et H. Une fois ces trois phases achevées, l'expansion devrait porter la capacité de production brute de Foster Creek de 120 000 b/j, niveau actuel, à 210 000 b/j. La prochaine étape de ces expansions sera l'approbation définitive des partenaires, prévue pour 2011. L'ingénierie et les travaux de terrassement préliminaires de la phase F sont déjà en cours. La mise en production de cette phase est prévue pour 2014 en fonction d'un devancement prévu du projet de 12 mois. En ce qui concerne les deux autres phases, la mise en production est prévue pour 2016-2017.

Christina Lake

La construction de l'expansion de Christina Lake se poursuit, les phases C et D devant chacune accroître la capacité de production brute de 40 000 b/j. La phase C devrait démarrer avec l'injection de vapeur au deuxième trimestre de 2011 et être mise en production au second semestre de 2011. La date de mise en production de la phase D a été devancée d'environ six mois et est désormais prévue pour 2013. Ces phases d'expansion devraient porter la capacité de production brute de Christina Lake à 98 000 b/j en 2013.

Nouvelles zones de ressources

Cenovus a annoncé son intention d'entreprendre la mise en valeur de Narrows Lake, bien où pourrait être utilisée une combinaison de la technique DGMV et du procédé assisté par solvant (*Solvent Aided Process* ou « SAP ») afin de récupérer le bitume. Le SAP est une amélioration technologique appliquée aux activités liées à la technique DGMV qui permet de maximiser la quantité de bitume récupérée et nécessite moins de vapeur et d'eau. À l'aide du SAP, on tire parti de l'injection de vapeur durant le drainage par gravité en y ajoutant des solvants, comme le butane, afin de faire remonter le bitume à la surface. Au premier trimestre de 2010, la société a déclenché le processus d'autorisation réglementaire en déposant un projet de protocole d'EIE et a entrepris une consultation publique sur le projet. Au deuxième trimestre de 2010, Alberta Environnement a communiqué la version définitive du protocole, et une demande et EIE conjointes ont été déposées.

En 2010, la CERE et Alberta Environment ont autorisé la société à démarrer le projet pilote à Grand Rapids. Le forage d'un puits DGMV jumelé est achevé et la construction des installations connexes est en cours. L'injection de vapeur a commencé en décembre 2010.

Dans le cadre de ses efforts pour faire avancer ces nouveaux projets, en 2010, Cenovus a accru sensiblement ses dépenses, qui sont passées à 124 M\$, à l'égard des nouvelles zones de ressources, notamment au moyen du forage de plus de 150 puits de forage stratigraphique bruts et le démarrage du projet pilote à Grand Rapids. Qui plus est, la société poursuit ses initiatives de recherche et développement qui devraient lui permettre de réduire son empreinte écologique, son utilisation d'eau et l'intensité de ses émissions atmosphériques.

Projet de raffinage CORE

À la fin de 2010, l'état d'avancement du projet CORE s'établissait à environ 91 %, alors qu'il était de 71 % au début de l'exercice. Plusieurs unités de traitement ont été mises en service et le démarrage de l'unité de cokéfaction devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2011. Au démarrage de l'unité de cokéfaction, Cenovus s'attend à ce que les dépenses liées au projet CORE atteignent 3,7 G\$ US (la quote-part nette de la société s'établissant à 1,85 G\$ US). Le coût estimatif total du projet CORE devrait s'élever à environ 3,9 G\$ US (la quote-part nette de la société s'établissant à 1,95 G\$ US), soit 10 % de plus que les projections initiales.

Dépenses en immobilisations, montant net

Tout au long de l'exercice, des situations météorologiques inhabituelles touchant les régions d'exploitation de la société, notamment un été très pluvieux, ont restreint l'accès à ses biens. De surcroît, vu la faiblesse continue des prix des marchandises, Cenovus a décidé de réduire les dépenses. C'est pourquoi le programme d'immobilisations visant les activités en amont de Cenovus se situe en deçà des prévisions initiales dans certaines des zones d'exploitation de la société. Bien que les dépenses en immobilisations visant les activités en amont soient moins élevées que prévu, les niveaux de production eux restent conformes aux prévisions. Les dépenses en immobilisations visant les activités de raffinage ont également baissé du fait de la crue des eaux du Mississippi qui a retardé la livraison de divers modules du projet CORE, ce qui a provoqué le report en 2011 de certaines dépenses prévues pour 2010. Dans le cadre de sa stratégie de gestion de portefeuille courante, Cenovus a procédé au désinvestissement de certains actifs pétroliers et gaziers non essentiels pour un produit de 221 M\$, facteur qui a réduit la production de pétrole brut et de LGN pour 2010 de quelque 975 b/j (1 %) et la production de gaz naturel d'environ 33 Mpi³/j (4 %). Au total, les désinvestissements d'immobilisations corporelles en 2010 se sont traduits par un produit de 307 M\$.

Produits nets

Au cours du second semestre de 2010, des perturbations du transport par pipeline et des problèmes de répartition ont restreint l'acheminement du pétrole brut de l'Alberta vers les marchés des États-Unis. Par conséquent, les niveaux de stocks du WCS ont augmenté et l'écart des prix WTI-WCS s'est amplifié au second semestre de 2010. Cet élargissement de l'écart WTI-WCS a eu un effet néfaste sur les produits tirés des activités en amont de Cenovus. En revanche, les activités de raffinage de la société ont profité dans une certaine mesure de la situation du fait du fléchissement des coûts des produits achetés. Bien que les problèmes de répartition visant les pipelines n'aient pas affecté gravement la production de la société, ils ont entraîné le repli des volumes de ventes au second semestre de 2010 puisque la société a accru le stockage à la fin de 2010.

En ce qui concerne les prix des marchandises, la stratégie de la société consiste à utiliser des instruments financiers afin de préserver et stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. C'est pourquoi les activités de couverture du prix des marchandises demeurent une composante importante du modèle d'entreprise de Cenovus puisqu'elles lui permettent d'atteindre son objectif qui consiste à fixer les prix d'une partie de sa production de gaz naturel et de pétrole brut afin de préserver une tranche significative des flux de trésorerie des exercices ultérieurs. Les gains de couverture réalisés de 199 M\$ après impôts au cours de 2010 (gains de 804 M\$ en 2009) traduisent l'effet favorable du blocage des prix des marchandises à un niveau supérieur aux prix de référence de la période considérée. Ces gains de couverture réalisés sont nettement inférieurs à ceux de 2009, car ils rendent compte de la surcapacité importante et la détérioration des marchés et des prix du gaz naturel depuis les deux dernières années. La stratégie de couverture de Cenovus demeure efficace et lui a permis de conclure des instruments de couverture sur le gaz naturel en fonction de prix d'environ 6,00 \$ le Kpi³, comparativement à ceux de 2009, qui ont été conclus en fonction de prix d'environ 9,00 \$ le Kpi³ lorsque les prix liés aux contrats à terme étaient plus

élevés en 2008. Pour de plus amples renseignements sur les prix de couverture réalisés de Cenovus, se reporter à la sous-rubrique « Prix nets liés à l'exploitation » à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

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 taux de change destinés à faciliter la lecture des résultats financiers de la société :

Principaux prix de référence¹⁾

| | 2010 | T4 | T3 | T2 | T1 | 2009 | T4 | T3 | T2 | T1 | 2008 |
|---|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Prix du pétrole brut (\$ US/b) | | | | | | | | | | | |
| West Texas Intermediate | | | | | | | | | | | |
| Moyenne | 79,61 | 85,24 | 76,21 | 78,05 | 78,88 | 62,09 | 76,13 | 68,24 | 59,79 | 43,31 | 99,75 |
| Prix au comptant à la fin de la période | 91,38 | 91,38 | 79,97 | 75,63 | 83,45 | 79,36 | 79,36 | 70,46 | 69,82 | 49,64 | 44,60 |
| Western Canadian Select | | | | | | | | | | | |
| Moyenne | 65,38 | 67,12 | 60,56 | 63,96 | 69,84 | 52,43 | 64,01 | 58,06 | 52,37 | 34,38 | 79,70 |
| Prix au comptant à la fin de la période | 72,87 | 72,87 | 64,97 | 61,38 | 70,25 | 71,84 | 71,84 | 59,76 | 59,12 | 42,69 | 35,40 |
| Prix moyen - Écart | | | | | | | | | | | |
| WTI/WCS | 14,23 | 18,12 | 15,65 | 14,09 | 9,04 | 9,66 | 12,12 | 10,18 | 7,42 | 8,93 | 20,05 |
| Condensats (C5 à Edmonton) | 81,91 | 85,24 | 74,53 | 82,87 | 84,98 | 61,35 | 74,42 | 65,76 | 58,07 | 46,26 | 106,22 |
| Prix moyen - Écart | | | | | | | | | | | |
| WTI/condensats - (écart positif)/écart négatif | (2,30) | - | 1,68 | (4,82) | (6,10) | 0,74 | 1,71 | 2,48 | 1,72 | (2,95) | (6,47) |
| Marge de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾ (\$ US/b) | | | | | | | | | | | |
| Chicago | 9,33 | 9,25 | 10,34 | 11,60 | 6,11 | 8,54 | 5,00 | 8,48 | 10,95 | 9,75 | 11,22 |
| Midwest Combined (« groupe 3 ») | 9,48 | 9,12 | 10,60 | 11,38 | 6,82 | 8,09 | 5,52 | 8,06 | 9,16 | 9,62 | 11,03 |
| Prix du gaz naturel | | | | | | | | | | | |
| Prix AECO (\$ CA/gj) | 3,91 | 3,39 | 3,52 | 3,66 | 5,08 | 3,92 | 4,01 | 2,87 | 3,47 | 5,34 | 7,71 |
| Prix NYMEX (\$ US/Mbtu) | 4,39 | 3,80 | 4,38 | 4,09 | 5,30 | 3,99 | 4,17 | 3,39 | 3,50 | 4,89 | 9,04 |
| Écart de base NYMEX/ AECO (\$ US/Mbtu) | 0,40 | 0,28 | 0,78 | 0,32 | 0,19 | 0,40 | 0,19 | 0,67 | 0,39 | 0,35 | 1,23 |
| Taux de change moyen | | | | | | | | | | | |
| Moyenne du taux de change du dollar US par rapport au dollar CA | 0,971 | 0,987 | 0,962 | 0,973 | 0,961 | 0,876 | 0,947 | 0,911 | 0,857 | 0,803 | 0,938 |

1) Ces prix de référence ne tiennent pas compte des répercussions du programme de couverture de la société ni ne traduisent les prix de vente de celle-ci. Pour connaître les prix de vente qu'a obtenus Cenovus, se reporter à la sous-rubrique « Prix nets liés à l'exploitation » à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

2) La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence et un baril de diesel à très faible teneur en soufre.

La reprise de l'économie à l'échelle mondiale qui s'est amorcée au second semestre de 2009 s'est poursuivie en 2010 et a eu pour conséquence l'accroissement de la demande de pétrole brut, principalement en Chine, dans le reste de l'Asie et aux États-Unis, et s'est traduite par la progression du prix de référence du WTI. Le cours de clôture du WTI à la fin de 2010 avait crû de 15 % par rapport au cours de clôture à la fin de 2009 et avait plus que doublé par rapport à celui de 2008. Bien que la demande de pétrole brut ait progressé comparativement à 2009, à l'instar des niveaux de production mondiaux provenant de pays membres et non membres de l'OPEP, l'OPEP conservait un important excédent de capacité de production à la fin de 2010. D'autres augmentations de la production de l'OPEP pourraient comprimer les prix du pétrole brut. Le WTI est un prix de référence important puisqu'il est aussi utilisé pour calculer les redevances à l'égard de plusieurs des biens de pétrole brut de la société.

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. L'amplification de l'écart entre le WTI et le WCS en 2010 est principalement imputable aux perturbations ayant affecté le transport par pipeline du pétrole brut de l'Alberta aux raffineries du Midwest américain, ainsi que les temps d'arrêt des raffineries dans certaines régions des États-Unis au second semestre de 2010. Même si, dans l'ensemble, le prix du WCS a augmenté en 2010

en regard de 2009, les perturbations touchant le transport par pipeline ont donné lieu à l'accroissement des stocks de WCS, phénomène qui a comprimé le prix de celui-ci. Parallèlement à ce facteur, le prix du WTI a augmenté sensiblement en 2010, ce qui a porté l'écart à 31,00 \$ US le baril au cours de l'exercice. À la fin de 2010, l'écart s'était rétréci pour atteindre environ 18,51 \$ US le baril.

La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production de bitume et de pétrole lourd de Cenovus. L'écart WTI/condensats correspond au prix de référence des condensats par rapport au prix du WTI. Comme, à la vente, les condensats achetés sont intégrés au pétrole brut fluidifié, le coût des achats de condensats a une incidence aussi bien sur les produits que sur les frais de transport et de fluidification. 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.

Les marges de craquage de référence en 2010 étaient supérieures à celles de 2009 étant donné l'accroissement de la demande des consommateurs à l'égard des produits raffinés, lequel s'explique en partie par le regain de l'économie aux États-Unis, qui s'est traduit par la consommation accrue d'essence et de distillats. Cependant, l'amélioration est attribuable en grande partie à la faiblesse des prix du WTI par rapport aux prix d'autres produits liés notamment au pétrole brut dans le reste du monde du fait de la congestion des pipelines au sein des marchés intérieurs des États-Unis.

En 2010, les cours du gaz naturel sur le NYMEX se sont quelque peu améliorés, principalement du fait de l'augmentation de la consommation d'électricité attribuable à des records de chaleur durant l'été. En outre, le gaz naturel devient plus économique que certains charbons comme carburant pour la production d'énergie. Toujours en 2010, la demande de gaz naturel dans le secteur industriel aux États-Unis a également progressé. Alors que les prix du gaz naturel sur le NYMEX étaient plus élevés en 2010 qu'en 2009, durant 2010, les prix sur le NYMEX ont généralement suivi une courbe baissière, ce repli étant essentiellement attribuable à l'offre de gaz naturel. À l'échelle du secteur, les activités de forage liées au gaz naturel, surtout à l'égard du gaz de schiste, sont demeurées soutenues en 2010, ce qui a accru la production de gaz naturel en Amérique du Nord et porté les volumes de stockage à des sommets sans précédent malgré la régression des prix sur le marché.

En 2010, le dollar canadien s'est affermi par rapport au dollar américain, essentiellement du fait que le regain de l'économie a été plus rapide au Canada qu'aux États-Unis. L'appréciation du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet néfaste sur les produits 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 dollar américain. De façon analogue, toute appréciation du dollar canadien comprime les résultats des activités de raffinage de la société puisque la monnaie de fonctionnement de celles-ci est le dollar américain.

La stratégie d'atténuation du risque adoptée par la société a permis de réduire le risque lié à la volatilité des prix des marchandises. Les gains de couverture réalisés en 2010 se sont établis à 199 M\$ après impôts (gains de 804 M\$ en 2009; pertes de 196 M\$ en 2008). Pour de plus amples renseignements sur le programme de couverture de Cenovus, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

INFORMATION FINANCIÈRE

En ce qui concerne l'information fournie aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, Cenovus utilisait le dollar américain comme monnaie de présentation et déclarait sa production après redevances. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, Cenovus a remplacé sa monnaie de présentation par le dollar canadien et, depuis cette date, elle présente sa production avant redevances. Ce changement de monnaie de présentation et de protocole vise à mieux rendre compte des activités de la société et facilite la comparabilité de cette dernière avec ses homologues. À la suite du changement de monnaie de présentation et de protocole, toutes les données correspondantes ont été converties en dollars canadiens et les données sur la production sont présentées avant redevances.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | 2009 | Variation entre 2009 et 2008 | 2008 |
|--|--------|------------------------------|-----------|------------------------------|--------|
| Produits nets | 12 973 | 13 % | 11 517 | -34 % | 17 570 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation ¹⁾ | 2 975 | -29 % | 4 189 | 7 % | 3 933 |
| Flux de trésorerie ¹⁾ | 2 415 | -15 % | 2 845 | -9 % | 3 115 |
| - par action - résultat dilué ²⁾ | 3,21 | | 3,79 | | 4,14 |
| Bénéfice d'exploitation ¹⁾ | 794 | -48 % | 1 522 | -6 % | 1 620 |
| - par action - résultat dilué ²⁾ | 1,06 | | 2,03 | | 2,15 |
| Bénéfice net | 993 | 21 % | 818 | -68 % | 2 526 |
| - par action - résultat de base ²⁾ | 1,32 | | 1,09 | | 3,37 |
| - par action - résultat dilué ²⁾ | 1,32 | | 1,09 | | 3,36 |
| Actif total | 22 095 | 2 % | 21 755 | -4 % | 22 614 |
| Total de la dette à long terme | 3 432 | -6 % | 3 656 | -2 % | 3 719 |
| Autres obligations à long terme | 6 156 | -5 % | 6 507 | -11 % | 7 308 |
| Dépenses en immobilisations | 2 122 | -2 % | 2 162 | -2 % | 2 204 |
| Flux de trésorerie disponibles ¹⁾ | 293 | -57 % | 683 | -25 % | 911 |
| Dividendes en numéraire ³⁾ | 601 | | 159 | | s. o. |
| - par action ³⁾ | 0,80 | | 0,20 \$US | | s. o. |

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

2) 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, aux termes duquel les actionnaires d'Encana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une action ordinaire de la nouvelle société Encana.

3) Le dividende 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 NET

(en millions de dollars)

| | | |
|---|------------------------------------|------------------|
| Produits nets de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 | | 11 517 \$ |
| Augmentation (diminution) attribuable aux activités suivantes : | | |
| Activités en amont | Prix | 238 \$ |
| | Opérations de couverture réalisées | (882) |
| | Volume | (43) |
| | Redevances | (176) |
| | Condensats et autres ¹⁾ | 299 |
| | | (564) |
| Raffinage et commercialisation | | 1 306 |
| Activités non sectorielles et éliminations | Opérations de couverture latentes | 728 \$ |
| | Autres | (14) |
| | | 714 |
| Produits nets de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 | | 12 973 \$ |

1) Les produits en dollars ci-dessus comprennent la valeur des condensats vendus pour la fluidification du bitume ou du pétrole lourd. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de fluidification.

La hausse des produits nets en 2010 se compose de deux éléments principaux.

Les produits nets découlant du secteur Activités en amont ont fléchi en 2010, essentiellement par suite du glissement de la production du gaz naturel et des prix obtenus connexes, ainsi que de la majoration des redevances liées au pétrole brut. Ces baisses ont été atténuées par l'augmentation de la production du pétrole brut et des prix obtenus connexes, outre la hausse des prix et des volumes des condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd qui correspond à l'accroissement de la production de Cenovus.

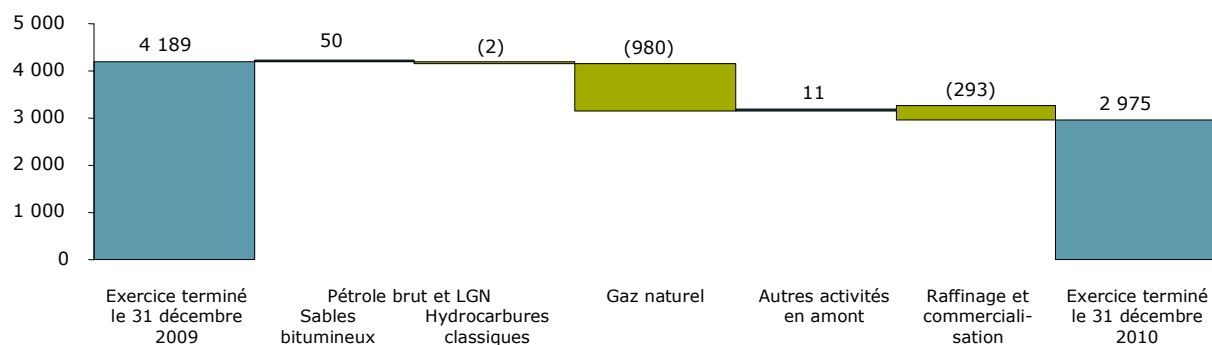
Les produits nets du secteur Raffinage et commercialisation pour 2010 ont augmenté, du fait principalement de l'augmentation des prix des produits raffinés et de la hausse des prix et des volumes liés aux ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation dans le cadre des activités d'exploitation, facteurs compensés en partie par la diminution des volumes de produits raffinés attribuable à des révisions prévues, à une panne d'électricité et à l'optimisation des activités de raffinage. Les gains de couverture latents sur le gaz naturel ont également contribué à la croissance des produits nets en 2010.

Pour de plus amples renseignements sur les produits nets de Cenovus, se reporter aux rubriques « Secteurs d'exploitation » et « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS À L'EXPLOITATION

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|---|-----------------|----------|----------|
| Pétrole brut et LGN | | | |
| Sables bitumineux | 1 052 \$ | 1 002 \$ | 1 019 \$ |
| Pétrole brut et LGN classiques | 751 | 753 | 1 033 |
| Gaz naturel | 1 081 | 2 061 | 2 227 |
| Autres activités en amont | 16 | 5 | 13 |
| | 2 900 | 3 821 | 4 292 |
| Raffinage et commercialisation | 75 | 368 | (359) |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 2 975 \$ | 4 189 \$ | 3 933 \$ |

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation constituent une mesure hors PCGR qui correspond aux produits nets, déduction faite de la taxe à la production et des impôts miniers, des frais de transport et de fluidification, ainsi que des charges d'exploitation et des coûts des produits achetés. Cette mesure permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'un exercice à l'autre. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation tiennent compte des gains et pertes de couverture réalisés mais pas des gains et des pertes de couverture latents qui sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.



En 2010, les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont reculé de 1 214 M\$ surtout du fait de la baisse de 980 M\$ liée au gaz naturel, laquelle tient au fléchissement de 34 % des prix obtenus et à la contraction des volumes de production. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités relatives au pétrole brut et aux LGN ont crû de 48 M\$ en 2010 étant donné que la hausse de la production et des prix obtenus a été atténuée par celle des charges d'exploitation, qui concorde avec le relèvement de la production et des redevances, essentiellement du fait de la récupération des coûts du projet aux fins de redevances à Foster Creek en 2010.

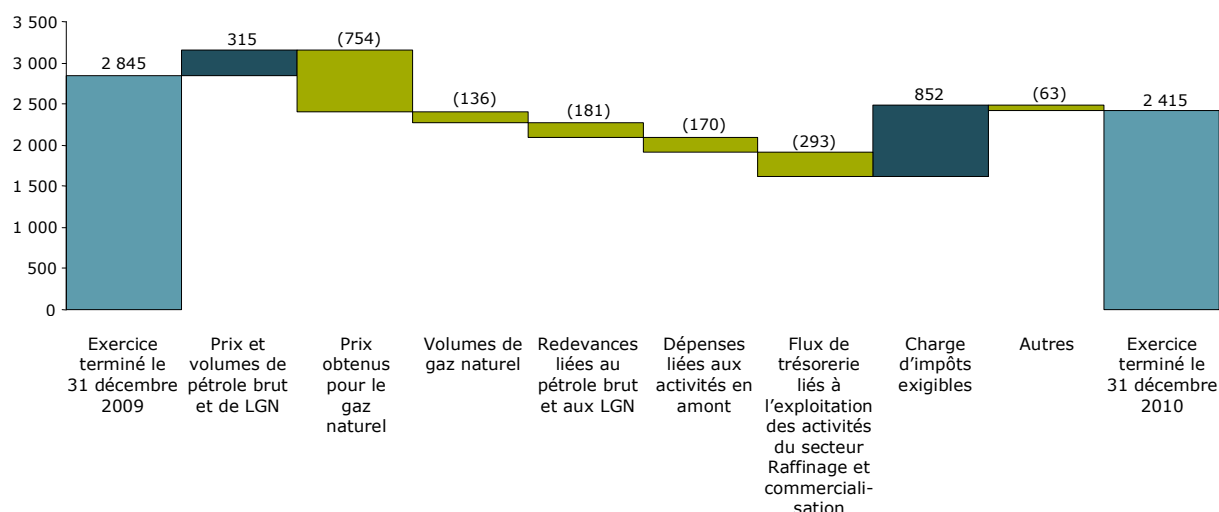
Les flux de trésorerie liés à l'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation ont glissé de 293 M\$ en raison de la hausse des coûts des produits achetés liés au pétrole brut et d'une utilisation moindre de ce dernier, par suite des révisions prévues, d'une panne d'électricité et de l'optimisation des activités de raffinage en lien avec la faiblesse des prix du diesel et de l'essence, surtout au premier semestre de 2010.

Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant cette baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation, se reporter à la rubrique « Secteurs d'exploitation » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE

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

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|-----------------|----------|----------|
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 2 594 \$ | 3 039 \$ | 3 225 \$ |
| (Ajouter) déduire : | | | |
| Variation nette des autres actifs et des autres passifs | (55) | (26) | (92) |
| Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement | 234 | 220 | 202 |
| Flux de trésorerie | 2 415 \$ | 2 845 \$ | 3 115 \$ |



En 2010, les flux de trésorerie de Cenovus ont reculé de 430 M\$ comparativement à 2009, la baisse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- le prix moyen obtenu pour le gaz naturel a fléchi de 34 %, passant de 7,78 \$ le kpi³ à 5,16 \$ le kpi³;
- les flux de trésorerie liés aux activités du secteur Raffinage et commercialisation ont baissé de 293 M\$, essentiellement du fait de révisions prévues aux deux raffineries, de la hausse des coûts liés au pétrole brut et des activités d'optimisation du raffinage en raison principalement de la faiblesse des prix du diesel et de l'essence au premier semestre de 2010, baisses contrebalancées par l'appréciation du dollar canadien;
- les redevances liées au pétrole brut et aux LGN ont augmenté de 181 M\$ à la suite essentiellement de la récupération des coûts du projet aux fins des redevances dans le cas de Foster Creek et de la hausse des prix du WTI en partie atténuée par l'appréciation du dollar canadien utilisé pour le calcul des redevances;
- la production totale de gaz naturel a fléchi de 12 % par suite du désinvestissement de certains biens non essentiels, qui représente 4 % de la baisse annuelle totale, ainsi que de la diminution des dépenses en immobilisations;
- les frais généraux et frais d'administration ainsi que le montant net des intérêts débiteurs ont augmenté de 75 M\$;
- les charges d'exploitation liées au pétrole brut et aux LGN ont augmenté parallèlement à la hausse de la production;
- les pertes de change réalisées se sont chiffrées à 18 M\$ en 2010 comparativement à 23 M\$ en 2009.

La baisse des flux de trésorerie de 2010 a été atténuée par les facteurs suivants :

- la charge d'impôts exigibles a diminué de 852 M\$, du fait de la prise en compte pour 2009 du devancement des impôts exigibles ainsi que de la prise en compte pour 2010 de l'utilisation de réclamations à partir des catégories fiscales que Cenovus avait obtenues par suite du plan d'arrangement, outre une baisse des gains de couverture réalisés en 2010;
- la hausse de 7 % du prix moyen obtenu pour les liquides, qui s'est établi à 62,60 \$ le baril par rapport à 58,24 \$ le baril;
- les volumes de production de pétrole brut et de LGN ont progressé de 6 %.

En 2009, les flux de trésorerie de Cenovus ont reculé de 270 M\$ par rapport à 2008, principalement en raison des facteurs suivants :

- la charge d'impôts exigibles a crû de 565 M\$, du fait du devancement des impôts exigibles à la dissolution d'une société de personnes dans le cadre de l'arrangement;
- le prix de vente moyen obtenu pour les liquides, compte tenu des opérations de couverture, a fléchi, passant de 58,24 \$ le baril à 14,25 \$ le baril;
- la production de gaz naturel a reculé de 12 %;
- le prix obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture, s'est établi à 7,78 \$ le kpi³, en baisse par rapport à 7,93 \$ le kpi³.

Cette baisse des flux de trésorerie en 2009 a été en partie atténuée par les facteurs suivants :

- l'amélioration de 727 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités du secteur Raffinage et commercialisation;
- la baisse de 260 M\$ des redevances en raison de la contraction des prix de vente des marchandises;
- les volumes de production de pétrole brut et de LGN ont progressé de 8 %;
- les gains de change réalisés se sont chiffrés à 23 M\$ en 2009 en regard de pertes de change de 9 M\$ en 2008.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|---------------|-----------------|-----------------|
| Bénéfice net | 993 \$ | 818 \$ | 2 526 \$ |
| (Ajouter) déduire | | | |
| Gains (pertes) comptables latents, évalués à la valeur de marché, après impôts ¹⁾ | 34 | (494) | 636 |
| Gains (pertes) de change hors exploitation après impôts ²⁾ | 153 | (210) | 270 |
| Gain au titre d'un achat à prix incitatif, après impôts | 12 | - | - |
| Bénéfice d'exploitation | 794 \$ | 1 522 \$ | 1 620 \$ |

1) Les gains (pertes) comptables latents évalués à la valeur de marché, après impôts, tiennent compte de la reprise de gains (pertes) constatés au cours de périodes antérieures.

2) Comprend les gains (pertes) de change latents, après impôts, à la conversion des billets libellés en dollars américains émise au Canada et l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, les gains (pertes) de change, après impôts, au règlement d'opérations intersociétés et la charge d'impôts futurs au titre du change lié à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts sur les activités abandonnées, du gain au titre d'un achat à prix incitatif, après impôts, de l'incidence après impôts des gains (pertes) comptables latents, évalués à la valeur de marché, sur des instruments dérivés, les gains (pertes) de change, après impôts, à la conversion d'éléments hors exploitation et de l'incidence des modifications des taux d'imposition des bénéfices prévus par la loi.

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

Le recul du bénéfice d'exploitation pour 2010 concorde avec le fléchissement des flux de trésorerie liés à l'exploitation et des flux de trésorerie, qui est décrit plus en détail ci-dessus, facteur contrebalancé en partie par une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement.

VARIATION DU BÉNÉFICE NET

(en millions de dollars)

| | | |
|--|----------|---------------|
| Bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 | | 818 \$ |
| Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants : | | |
| Secteurs d'exploitation | | |
| Produits nets du secteur Activités en amont | (564) \$ | |
| Charges du secteur Activités en amont ¹⁾ | (357) | |
| Flux de trésorerie du secteur Activités en amont | | (921) |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités du secteur Raffinage et commercialisation | | (293) |
| Activités non sectorielles et éliminations | | |
| Gains (pertes) de couverture latents, après impôts | | 528 |
| Gains (pertes) de change latents | | 396 |
| Charges ²⁾ | | (142) |
| Amortissement et épuisement | | 217 |
| Impôts sur les bénéfices, à l'exclusion des impôts sur les gains (pertes) de couverture latents | | 390 |
| Bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 | | 993 \$ |

- 1) Tient compte de la taxe à la production et des impôts miniers, des frais de transport et de fluidification ainsi que des charges d'exploitation.
- 2) Tient compte des frais généraux et des frais d'administration, des intérêts nets, de la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, des pertes (gains) de change réalisés, du gain (perte) au titre de désinvestissements d'actifs, des autres charges (produits) nettes et des charges d'exploitation et des coûts des produits achetés du secteur Activités non sectorielles, à l'exclusion des opérations de couverture latentes.

En 2010, le bénéfice net a progressé de 175 M\$. Les éléments répertoriés ci-dessus, qui ont réduit les flux de trésorerie de la société en 2010, ont aussi comprimé le bénéfice net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le bénéfice net de 2010 figurent les suivants :

- des gains de couverture latents évalués à la valeur du marché de 34 M\$, après impôts, contre des pertes de 494 M\$, après impôts, en 2009;
- des gains de change latents de 69 M\$ en 2010 contre des pertes de 327 M\$ en 2009;
- une diminution de 217 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- une charge d'impôts futurs de 76 M\$, compte non tenu de l'incidence des gains de couverture latents, en 2010, contre une économie de 386 M\$ en 2009.

En 2009, le bénéfice net a régressé de 1 708 M\$ par rapport à 2008. Les éléments décrits plus haut, qui ont réduit les flux de trésorerie de la société en 2009, ont aussi comprimé le bénéfice net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le bénéfice net de 2009 figurent les suivants :

- des pertes de couverture latentes évaluées à la valeur du marché de 494 M\$, après impôts, contre des gains de 636 M\$, après impôts, en 2008;
- une augmentation de 130 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- des pertes de change latentes de 327 M\$ en 2009 contre des gains de 317 M\$ en 2008;
- une économie d'impôts futurs de 386 M\$, compte non tenu de l'incidence des gains et pertes de couverture latents, en regard d'une charge d'impôts futurs de 142 M\$ en 2008.

Incidence des opérations de couverture sur le bénéfice net

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises, la société conclut divers contrats d'instruments financiers. Sa stratégie consiste à recourir à des instruments financiers en vue de préserver et de stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. Les variations des gains ou pertes établis à la valeur de marché aux termes de ces contrats ont une incidence sur le bénéfice net et sont issues de la volatilité des prix à terme des marchandises et des fluctuations du solde des contrats non réglés.

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|--------|----------|--------|
| Gains (pertes) de couverture latents évalués à la valeur de marché, après impôts ¹⁾ | 34 \$ | (494) \$ | 636 \$ |
| Gains de couverture réalisés (pertes), après impôts ²⁾ | 199 | 804 | (196) |
| Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net | 233 \$ | 310 \$ | 440 \$ |

- 1) Inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et éliminations. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements sur les gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché.
- 2) Inclus dans les résultats financiers des secteurs d'exploitation et inclus dans les flux de trésorerie liés à l'exploitation et les flux de trésorerie.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|----------|----------|----------|
| Activités en amont | | | |
| Sables bitumineux | 867 \$ | 629 \$ | 758 \$ |
| Hydrocarbures classiques | 523 | 466 | 848 |
| | 1 390 | 1 095 | 1 606 |
| Raffinage et commercialisation | 656 | 1 033 | 539 |
| Activités non sectorielles | 76 | 34 | 59 |
| Dépenses en immobilisations | 2 122 | 2 162 | 2 204 |
| Acquisitions | 86 | 3 | - |
| Désinvestissements | (307) | (222) | (48) |
| Dépenses en immobilisations, montant net | 1 901 \$ | 1 943 \$ | 2 156 \$ |

En 2010, les dépenses en immobilisations du secteur Activités en amont ont porté principalement sur la poursuite de la mise en valeur des projets de sables bitumineux et des biens pétroliers classiques, notamment le forage stratigraphique en vue des prochaines phases des activités d'expansion de la société. Les dépenses en immobilisations liées aux activités du secteur Raffinage et commercialisation ont visé essentiellement le projet CORE de la raffinerie de Wood River. Les dépenses en immobilisations ont été financées par les flux de trésorerie. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses en immobilisations, se reporter à la rubrique « Secteurs d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Acquisitions et désinvestissements

Le programme de désinvestissement prévu visant des actifs pétroliers et gaziers non essentiels en 2010 a permis à Cenovus de recevoir un produit de 307 M\$. Ces désinvestissements avaient trait à certains biens productifs de pétrole brut et gaz naturel classiques non essentiels, ainsi qu'à la vente à FCCL Partnership de certains terrains du bien Narrows Lake.

Les acquisitions en 2010 comprenaient l'achat d'une participation dans trois secteurs d'un terrain non mis en valeur à Narrows Lake ainsi que des biens pétroliers classiques en production. Au quatrième trimestre de 2010, aux termes d'une entente conclue avec une société canadienne non liée, Cenovus a acquis des installations de terminal portuaire situées à Kitimat, en Colombie-Britannique, moyennant 38 M\$.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

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

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|
| Flux de trésorerie | 2 415 \$ | 2 845 \$ | 3 115 \$ |
| Dépenses en immobilisations | 2 122 | 2 162 | 2 204 |
| Flux de trésorerie disponibles | 293 \$ | 683 \$ | 911 \$ |

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volumes de production de pétrole brut et de LGN

| (b/j) | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | 2009 | Variation entre 2009 et 2008 | 2008 |
|-----------------------------------|----------------|------------------------------------|---------|------------------------------------|---------|
| Sables bitumineux - Pétrole lourd | 51 147 | 36 % | 37 725 | 44 % | 26 220 |
| Foster Creek | 7 898 | 18 % | 6 698 | 57 % | 4 279 |
| Christina Lake | 22 966 | -8 % | 24 870 | -9 % | 27 324 |
| Pelican Lake | - | - | 3 057 | -5 % | 3 223 |
| Senlac | | | | | |
| Liquides classiques | | | | | |
| Pétrole lourd | 16 659 | -7 % | 17 888 | -6 % | 19 062 |
| Pétrole moyen et léger | 29 346 | -3 % | 30 394 | -3 % | 31 492 |
| LGN ¹⁾ | 1 171 | -3 % | 1 206 | - | 1 203 |
| | 129 187 | 6 % | 121 838 | 8 % | 112 803 |

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production globale de pétrole brut et de LGN de Cenovus a progressé de 6 % en 2010. La croissance des volumes de production à Foster Creek et à Christina Lake a été neutralisée en partie par les baisses normales de rendement des autres biens de la société. Qui plus est, Cenovus a procédé à la vente de certains biens classiques non essentiels en 2010, facteur qui a réduit de 975 b/j, ou 1 %, la production annuelle totale de pétrole brut. En 2009, la société a également vendu le bien Senlac. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production, se reporter à la rubrique « Secteurs d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Volumes de production de gaz naturel

| (Mpi ³ /j) | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | 2009 | Variation entre 2009 et 2008 | 2008 |
|--------------------------|------------|------------------------------------|------|------------------------------------|------|
| Hydrocarbures classiques | 694 | -11 % | 784 | -9 % | 866 |
| Sables bitumineux | 43 | -19 % | 53 | -40 % | 88 |
| | 737 | -12 % | 837 | -12 % | 954 |

En 2009 et en 2010, la société a décidé de réduire les dépenses en immobilisations affectées au forage, à la complétion et au raccordement de puits de gaz naturel et d'investir davantage dans les projets de pétrole brut. En 2010, la société a procédé au désinvestissement de certains biens gaziers non essentiels, ce qui a réduit la production annuelle d'environ 33 Mpi³/j, soit 4 %. Le report de forages en raison du mauvais temps tout au long de 2010 a également nui à la production de gaz naturel de Cenovus.

En barils d'équivalent pétrole, compte non tenu des désinvestissements, la production de Cenovus en 2010 est demeurée stable par rapport à 2009. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production, se reporter à la rubrique « Secteurs d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Prix nets liés à l'exploitation

| | 2010 | | 2009 | | 2008 | |
|---|------------------------|--|------------------------|--|------------------------|--|
| | Liquides (\$/baril) | Gaz naturel (\$/kpi ³) | Liquides (\$/baril) | Gaz naturel (\$/kpi ³) | Liquides (\$/baril) | Gaz naturel (\$/kpi ³) |
| Prix ¹⁾ | 62,96 \$ | 4,09 \$ | 57,14 \$ | 4,15 \$ | 77,84 \$ | 8,17 \$ |
| Redevances | 9,33 | 0,07 | 5,62 | 0,08 | 9,32 | 0,42 |
| Taxe à la production et impôts miniers | 0,62 | 0,02 | 0,65 | 0,05 | 1,01 | 0,11 |
| Transport et fluidification ¹⁾ | 1,88 | 0,17 | 1,60 | 0,15 | 1,62 | 0,24 |
| Exploitation | 11,78 | 0,96 | 10,67 | 0,86 | 10,90 | 0,84 |
| Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées | 39,35 | 2,87 | 38,60 | 3,01 | 54,99 | 6,56 |
| Gains (pertes) de couverture réalisés | (0,36) | 1,07 | 1,10 | 3,63 | (5,35) | (0,24) |
| Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées | 38,99 \$ | 3,94 \$ | 39,70 \$ | 6,64 \$ | 49,64 \$ | 6,32 \$ |

1) Les prix nets liés à l'exploitation pour les liquides ne tiennent pas compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du bitume et les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de fluidification.

Le prix net moyen obtenu en 2010 pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté de 0,75 \$ le baril, du fait essentiellement de la hausse des prix, contrebalancée par celle des redevances et des charges d'exploitation. Le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a reculé de 0,14 \$ le kpi³ principalement du fait de la baisse des prix de vente et de l'augmentation des charges d'exploitation par kpi³ étant donné que la production de gaz naturel s'est repliée alors que les charges d'exploitation sont demeurées relativement stables. La rubrique « Secteurs d'exploitation » du présent rapport de gestion renferme des renseignements additionnels concernant les résultats d'exploitation.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, Cenovus a réduit le risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises. La stratégie de la société consiste à préserver une tranche significative des flux de trésorerie des exercices ultérieurs au moyen de divers instruments financiers. Pour obtenir de plus amples renseignements sur ce programme, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

SECTEURS D'EXPLOITATION

Le secteur Activités en amont comporte deux unités d'exploitation isolables, soit Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques. La division Sables bitumineux regroupe 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 Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake ainsi que les actifs de gaz naturel d'Athabasca. La division Hydrocarbures classiques comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN dans l'Ouest du Canada. Le secteur Raffinage et commercialisation comprend la participation de Cenovus dans les raffineries de Wood River et de Borger, ainsi que la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de la société, outre la conclusion avec des tiers d'opérations d'achat et de vente de produits.

ACTIVITÉS EN AMONT

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 produit du pétrole lourd. Avant le désinvestissement du bien Senlac au quatrième trimestre de 2009, Cenovus en était le propriétaire exclusif. 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 de la division 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.

Pour 2010, les points saillants en ce qui concerne la division Sables bitumineux sont les suivants :

- récupération des coûts du projet à Foster Creek aux fins de redevances en 2010;
- réception de l'autorisation réglementaire à l'égard des trois prochaines phases d'expansion (F, G et H) à Foster Creek;
- accroissement significatif de la production à Foster Creek et à Christina Lake;
- dépôt d'une demande et EIE conjointes pour le projet Narrows Lake;
- réception de l'autorisation du projet pilote au bien Grand Rapids et démarrage du projet;
- achèvement d'un vaste programme de forage stratigraphique en 2010 et démarrage d'un programme hivernal de forage stratigraphique en vue de forer environ 450 puits en 2011.

SABLES BITUMINEUX - PÉTROLE BRUT

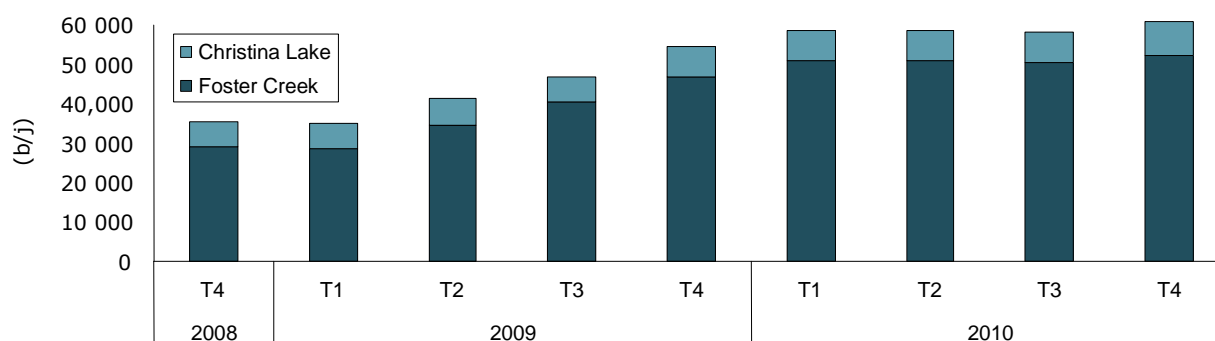
Résultats financiers

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|---|-----------------|----------|----------|
| Produits | 2 611 \$ | 2 008 \$ | 2 337 \$ |
| Ajouter (déduire) | | | |
| Pertes (gains) de couverture réalisées | 8 | (48) | 75 |
| Redevances | 276 | 129 | 178 |
| Produits nets | 2 327 | 1 927 | 2 084 |
| Charges | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | - | 1 | 2 |
| Transport et fluidification | 934 | 626 | 784 |
| Exploitation | 341 | 298 | 279 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 1 052 | 1 002 | 1 019 |
| Dépenses en immobilisations | 867 | 629 | 758 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation en excédent des dépenses en immobilisations connexes | 185 \$ | 373 \$ | 261 \$ |

Volumes de production

| Pétrole brut (b/j) | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | 2009 | Variation entre 2009 et 2008 | 2008 |
|--------------------|---------------|------------------------------------|--------|------------------------------------|--------|
| Foster Creek | 51 147 | 36 % | 37 725 | 44 % | 26 220 |
| Christina Lake | 7 898 | 18 % | 6 698 | 57 % | 4 279 |
| Total | 59 045 | 33 % | 44 423 | 46 % | 30 499 |
| Pelican Lake | 22 966 | -8 % | 24 870 | -9 % | 27 324 |
| Senlac | - | - | 3 057 | -5 % | 3 223 |
| | 82 011 | 13 % | 72 350 | 19 % | 61 046 |

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



Variation des produits nets

| (en millions de dollars canadiens) | Produits nets de 2009 | Variation des produits nets relative aux éléments suivants : | | | | Produits nets de 2010 |
|------------------------------------|-----------------------|--|--------|------------|--------------------------|-----------------------|
| | | Prix ¹⁾ | Volume | Redevances | Condensats ²⁾ | |
| Pétrole brut | 1 927 \$ | 80 | 178 | (147) | 289 | 2 327 \$ |

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

2) Les produits en dollars 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.

En 2010, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté de 8 % pour s'établir à 59,76 \$ le baril par rapport à 2009. Il concordait donc avec la hausse du prix de référence du WCS en glissement annuel. Les opérations de couverture en 2010 ont entraîné des pertes réalisées de 8 M\$ (0,26 \$ le baril) contre des gains de 48 M\$ (1,87 \$ le baril) en 2009 (pertes de 75 M \$ en 2008; ou 3,37 \$ le baril).

À Foster Creek, la production a augmenté de 36 %, en raison principalement de l'expansion des phases D et E, dont la production a démarré à la fin du premier trimestre de 2009, ainsi que de l'accroissement de la production tirée des puits interposés. À Christina Lake, la production a augmenté de 18 % à la suite de l'amplification de la production issue de l'expansion de la phase B, de l'optimisation de puits et de la production tirée du premier puits interposé. À Pelican Lake, le fléchissement de la production est attribuable aux baisses normales de rendement. Au quatrième trimestre de 2009, Cenovus a vendu son actif lié au pétrole lourd de Senlac dont la production annuelle se chiffrait à 3 057 b/j en 2009. Les enjeux liés aux répartitions visant les pipelines au second semestre de 2010 n'ont pas eu d'incidence notable sur la production de la société quoiqu'elles aient réduit les volumes de ventes et accru le stockage à la fin de 2010.

Les redevances ont augmenté de 147 M\$ par rapport à 2009, Foster Creek ayant dû commencer à verser des redevances au premier trimestre de 2010 une fois récupéré le coût de projet. De plus, les taux de redevance ont crû du fait de la hausse du WTI atténuée en partie par l'appréciation du dollar canadien utilisé pour calculer les redevances. En 2010, le taux de redevance réel s'est établi à 16,2 % pour Foster Creek (2,7 % en 2009; 1,1 % en 2008) et à 3,9 % pour Christina Lake (2,3 % en 2009; 1,0 % en 2008). À Pelican Lake, les redevances sont demeurées stables étant donné que la hausse des redevances attribuable à la progression des prix a été contrebalancée par le repli des volumes, le taux de redevance réel s'établissant à 21,1 % (20,1 % en 2009; 20,2 % en 2008).

Les frais de transport et de fluidification par condensats ont augmenté de 308 M\$ en 2010. La hausse de 289 M\$ des frais de fluidification par condensats avait trait principalement à la hausse des volumes de condensats nécessaires du fait de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake ainsi que de la hausse du coût moyen des condensats, tandis que les frais de fluidification à Pelican Lake sont demeurés stables par rapport à 2009. Les frais de transport ont crû de 19 M\$ du fait surtout de l'accroissement des volumes de production.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 43 M\$ en raison de la majoration des frais de réparation et d'entretien, de l'accroissement du personnel sur le terrain relativement aux expansions par étapes, de la hausse du coût des produits chimiques et de l'augmentation des quantités de combustible achetées du fait des augmentations de production. La hausse des charges d'exploitation à Foster Creek et à Christina Lake s'explique par l'augmentation de 33 % des volumes de production. À Pelican Lake, la progression des charges d'exploitation tient aux coûts des polymères et à l'accroissement des frais d'entretien et de reconditionnement.

SABLES BITUMINEUX – GAZ NATUREL

La division Sables bitumineux comprend également les activités liées au gaz naturel détenues en propriété exclusive par la société à Athabasca. Par suite essentiellement des baisses normales de rendement, la production de gaz naturel de Cenovus issue d'Athabasca a fléchi pour s'établir à 43 Mpi³/j en 2010 (53 Mpi³/j en 2009; 88 Mpi³/j en 2008). Du fait de la production à la baisse ainsi que du recul des prix du gaz naturel, les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont repliés de 104 M\$ en 2010 pour s'établir à 77 M\$ (181 M\$ en 2009; 160 M\$ en 2008).

SABLES BITUMINEUX – DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|-------------------------------|--------|--------|--------|
| Foster Creek | 278 \$ | 262 \$ | 356 \$ |
| Christina Lake | 346 | 224 | 235 |
| Total | 624 | 486 | 591 |
| Pelican Lake | 104 | 72 | 62 |
| Nouvelles zones de ressources | 124 | 17 | 53 |
| Autres ¹⁾ | 15 | 54 | 52 |
| | 867 \$ | 629 \$ | 758 \$ |

1) Comprend Athabasca et Senlac.

Les dépenses en immobilisations de la société dans la division Sables bitumineux en 2010 ont visé essentiellement la poursuite de la mise en valeur des prochaines phases d'expansion des projets Foster Creek et Christina Lake, ainsi que des activités liées à l'injection de polymères à Pelican Lake. Le projet actuel vise à porter la capacité de production brute de Foster Creek et de Christina Lake à environ 218 000 b/j de bitume avec l'achèvement prévu des phases C et D à Christina Lake, en 2011 et en 2013, respectivement.

En 2010, les dépenses en immobilisations à Foster Creek ont augmenté, car la société a reçu l'autorisation réglementaire pour les prochaines phases d'expansion (F, G et H). La majeure partie des dépenses à Foster Creek avaient trait principalement aux puits de forage stratigraphique, aux activités de déblocage de certains secteurs de l'usine et à la préparation de la prochaine phase d'expansion, notamment l'ingénierie et la conception, la préparation du site et la construction du camp. La société compte devancer l'achèvement de la phase F de Foster Creek d'au plus 12 mois, ce qui signifie que la production commencerait en 2014.

À Christina Lake, les dépenses en immobilisations ont augmenté en 2010 par suite de la construction d'une plateforme et du forage de puits connexe relativement à l'expansion de la phase C, ainsi que la conception détaillée, l'approvisionnement et la construction liés à la phase D, outre le forage stratigraphique. Cenovus a décidé de devancer d'environ six mois l'achèvement de la phase D de Christina Lake et prévoit la mise en production pour 2013. La société prévoit actuellement d'accroître la capacité de production brute jusqu'à environ 98 000 b/j de bitume, l'achèvement de la phase C étant prévu pour 2011 et celui de la phase D pour 2013.

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses en immobilisations visaient essentiellement le capital d'entretien, les nouvelles installations pour l'injection de polymères et les possibilités de forage intercalaire.

En ce qui a trait aux nouvelles zones de ressources, les dépenses en immobilisations en 2010 concernaient principalement les essais stratigraphiques, comme l'indique le tableau ci-après, l'avancement du processus réglementaire et le projet pilote de Grand Rapids, outre le forage d'un puits DGMV jumelé et la construction des installations connexes.

Puits de forage stratigraphiques bruts

Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek et à Christina Lake sont liés aux prochaines phases d'expansion, tandis que les puits de forage stratigraphique forés à Narrows Lake, à Grand Rapids, à Telephone Lake et dans d'autres nouveaux projets visaient à évaluer la qualité des projets de la société et à appuyer les demandes d'autorisation réglementaire.

| | 2010 | 2009 | 2008 |
|----------------|-------------|------|------|
| Foster Creek | 82 | 65 | 144 |
| Christina Lake | 24 | 28 | 113 |
| Total | 106 | 93 | 257 |
| Narrows Lake | 39 | - | - |
| Grand Rapids | 71 | 17 | 8 |
| Telephone Lake | 26 | - | 5 |
| Autres | 17 | - | 5 |
| | 259 | 110 | 275 |

HYDROCARBURES CLASSIQUES

La division Hydrocarbures classiques comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN en Alberta et en Saskatchewan. Ces actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques sont assortis d'une production et de flux de trésorerie fiables.

En ce qui concerne la division Hydrocarbures classiques, les points saillants de 2010 sont les suivants :

- les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont dépassé de 1,2 G\$ les dépenses en immobilisations;
- en Alberta, 1 194 puits de gaz naturel ont été remis en production, ce qui a accru la production à faible coût;
- la production de Weyburn est en hausse du fait du programme d'optimisation de puits, qui a atténué en partie les baisses normales de rendement;
- la mise en valeur s'est poursuivie dans les zones de Bakken et de Shaunavon où la société a plus que doublé la production, qui est passée de moins de 1 000 b/j en 2009 à environ 2 000 b/j en 2010;
- Cenovus a procédé au désinvestissement de certains biens non essentiels pour un produit de 221 M\$, facteur qui a comprimé de 2 % le volume de production annuelle de pétrole brut et de LGN, et de 4 % le volume de production annuelle de gaz naturel.

PÉTROLE BRUT et LGN

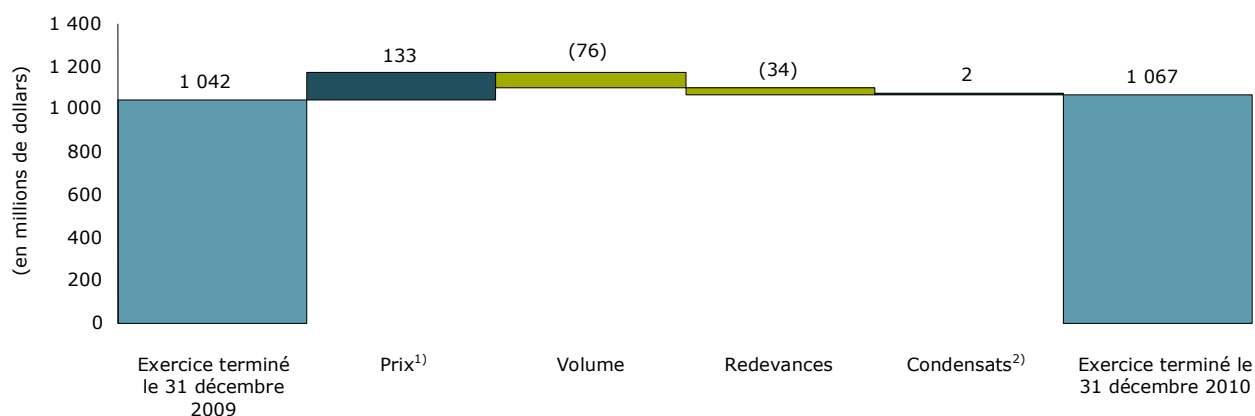
Résultats financiers

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|---|-----------------|----------|----------|
| Produits | 1 229 \$ | 1 161 \$ | 1 752 \$ |
| Déduire (ajouter) | | | |
| Pertes (gains) de couverture réalisées | 9 | - | 146 |
| Redevances | 153 | 119 | 208 |
| Produits nets | 1 067 | 1 042 | 1 398 |
| Charges | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 28 | 28 | 40 |
| Transport et fluidification | 86 | 87 | 154 |
| Exploitation | 202 | 174 | 171 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 751 | 753 | 1 033 |
| Dépenses en immobilisations | 358 | 223 | 359 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation en excédent des dépenses en immobilisations connexes | 393 \$ | 530 \$ | 674 \$ |

Volumes de production

| (b/j) | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | 2009 | Variation entre 2009 et 2008 | 2008 |
|------------------------|---------------|------------------------------|--------|------------------------------|--------|
| Pétrole lourd | | | | | |
| Alberta | 16 659 | -7 % | 17 888 | -6 % | 19 062 |
| Pétrole moyen et léger | | | | | |
| Alberta | 10 854 | -9 % | 11 959 | -14 % | 13 941 |
| Saskatchewan | 18 492 | - % | 18 435 | 5 % | 17 551 |
| LGN | 1 171 | -3 % | 1 206 | - % | 1 203 |
| | 47 176 | -5 % | 49 488 | -4 % | 51 757 |

Variation des produits nets



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

2) Les produits en dollars 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.

Pour 2010, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a progressé de 14 % pour s'établir à 68,45 \$ le baril, ayant en cela suivi les hausses des cours de référence. Au cours de 2010, les pertes de couverture réalisées se sont élevées à 9 M\$ (0,54 \$ le baril) en regard de gains inférieurs à 1 M\$ (0,02 \$ le baril) en 2009 (perte de 146 M\$ en 2008, soit 7,67 \$ le baril).

La production en 2010 a fléchi par rapport à 2009, en raison de baisses prévisibles de rendement, du désinvestissement de biens productifs non essentiels au premier semestre de 2010 (dont la production annuelle moyenne s'établissait à environ 1 000 b/j), ainsi que d'interruptions de la production aux fins d'entretien et d'enjeux opérationnels en Alberta et en Saskatchewan. Les problèmes liés à la répartition visant les pipelines au second semestre de 2010 n'ont pas eu d'incidence notable sur la production de la société quoiqu'elles aient réduit les volumes de ventes de pétrole lourd et accru le stockage à la fin de 2010. Ces réductions ont été atténuées en partie par l'amplification de la production issue des optimisations de puits à Weyburn et des nouveaux puits en Alberta et en Saskatchewan, notamment l'accroissement de la production à Bakken et à Shaunavon.

En 2010, les redevances étaient en hausse de 34 M\$, à la suite de l'augmentation des prix des marchandises, ainsi que de la progression des taux de redevance attribuable à cette augmentation. Par conséquent, le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 13,3 % pour 2010 (11,4 % en 2009; 13,0 % en 2008). Cette augmentation du taux de redevance a été neutralisée en partie par la contraction des volumes.

La taxe à la production et les impôts miniers ont été stables en 2010, car la hausse des prix des marchandises a été compensée par un ajustement inscrit à une période antérieure qui avait accru la charge connexe en 2009.

En 2010, les frais de transport et de fluidification sont demeurés au même niveau en 2010 étant donné que les hausses du coût moyen des condensats ont été contrebalancées par la baisse des volumes de condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd.

Les charges d'exploitation ont crû de 28 M\$ en 2010, essentiellement du fait de l'accroissement des activités de reconditionnement, à Weyburn surtout, de la hausse des activités de réparation et d'entretien dans toutes les régions, outre la majoration des coûts de camionnage liés à la nouvelle production en Saskatchewan et la progression des coûts indirects.

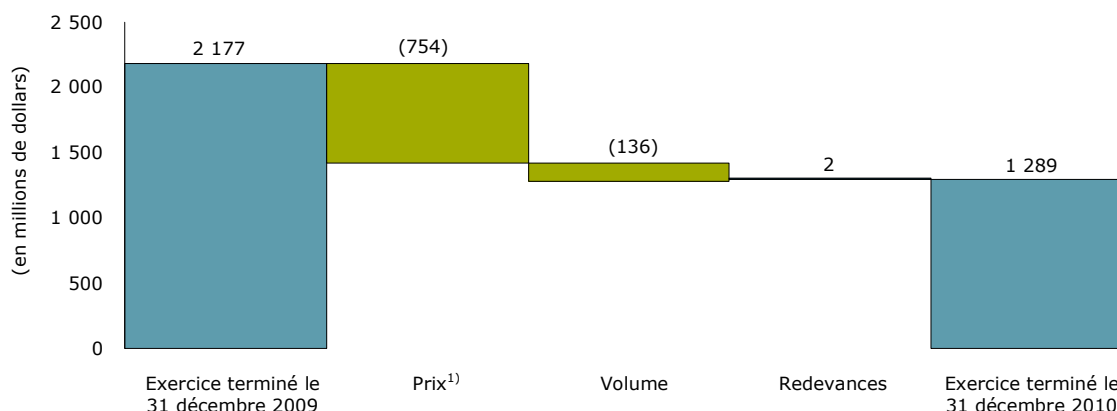
Les activités liées au pétrole brut et aux LGN classiques ont produit des flux de trésorerie liés à l'exploitation dépassant de 393 M\$ les dépenses en immobilisations, soit une baisse de 137 M\$ par rapport à 2009, principalement en raison de l'accroissement des dépenses en immobilisations en 2010.

GAZ NATUREL

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|---|-----------------|----------|----------|
| Produits | 1 042 \$ | 1 189 \$ | 2 588 \$ |
| Déduire (ajouter) | | | |
| Pertes (gains) de couverture réalisées | (264) | (1 007) | 76 |
| Redevances | 17 | 19 | 79 |
| Produits nets | 1 289 | 2 177 | 2 433 |
| Charges | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 6 | 15 | 38 |
| Transport et fluidification | 44 | 45 | 76 |
| Exploitation | 235 | 237 | 252 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 1 004 | 1 880 | 2 067 |
| Dépenses en immobilisations | 165 | 243 | 489 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation en excédent des dépenses en immobilisations connexes | 839 \$ | 1 637 \$ | 1 578 \$ |

Variation des produits nets



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

En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésoreries liés à l'exploitation de Cenovus ont fléchi sensiblement du fait de la contraction des prix obtenus. Bien que le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, ait fléchi légèrement en regard de 2009, suivant en cela la variation du prix de référence AECO, le repli le plus marqué des produits de Cenovus est celui de 743 M\$ liés aux gains de couverture réalisés en 2010, qui se sont chiffrés à 264 M\$ (1,04 \$ le kpi³), contre des gains de 1 007 M\$ (3,52 \$ le kpi³) en 2009 (pertes de 76 M\$ en 2008; 0,24 \$ le kpi³) du fait que les contrats à prix fixe ont été réglés à un prix inférieur d'environ 3,00 \$ le kpi³ à celui de la période correspondante de 2009, en raison de la surcapacité du gaz naturel et de la faiblesse des prix du marché. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les prix exacts du programme de couverture, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

L'effet cumulatif des compressions visant les dépenses en immobilisations affectées au gaz naturel en 2009 et en 2010, ainsi que les désinvestissements visant des biens non essentiels et les baisses normales de rendement ont réduit les volumes de production de 11 % pour les porter à 694 Mpi³/j en 2010 (784 Mpi³/j en 2009; 866 Mpi³/j en 2008). Les désinvestissements ont comprimé la production de gaz naturel de Cenovus en 2010 d'environ 33 Mpi³/j.

Les redevances en 2010 ont glissé légèrement du fait d'ajustements liés à la production d'exercices antérieurs, facteur en partie contrebalancé par la contraction des volumes. Le taux de redevance réel pour 2010 s'est établi à 1,7 % (1,6 % en 2009; 3,1 % en 2008).

En 2010, la taxe à la production et les impôts miniers ont diminué de 9 M\$ par rapport à 2009, principalement du fait de la baisse des prix et des volumes en 2010.

Les frais de transport ont baissé légèrement en 2010 de par la contraction des volumes.

Les charges d'exploitation de 2010 ont reculé quelque peu, en raison du fléchissement des activités attribuable aux désinvestissements et au fléchissement des volumes de production. Ce repli, ayant trait particulièrement à la réduction des taxes foncières et des travaux de réparation et d'entretien, à la diminution du personnel sur le terrain et des charges salariales connexes ainsi qu'à la baisse des frais liés aux produits chimiques, a été neutralisé par la progression des prix de l'électricité et la hausse des coûts indirects.

Les activités liées au gaz naturel classique ont produit des flux de trésorerie liés à l'exploitation dépassant de 839 M\$ les dépenses en immobilisations, soit une baisse de 798 M\$ par rapport à 2009, principalement en raison du fléchissement des prix obtenus en 2010.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--------------------------|---------------|--------|--------|
| Alberta | 303 \$ | 340 \$ | 598 \$ |
| Saskatchewan | 220 | 126 | 250 |
| | 523 \$ | 466 \$ | 848 \$ |

Pour 2010, une tranche approximative de 68 %, soit 358 M\$, des dépenses en immobilisations de Cenovus était affectée aux biens liés au pétrole brut (48 %, ou 223 M\$, en 2009; 42 %, ou 359 M\$, en 2008). Les dépenses en immobilisations étaient axées sur le programme lié au pétrole, les projets de gaz peu profond et les projets de gaz profond riche en liquides. Les dépenses en immobilisations en Saskatchewan continuaient de mettre l'accent sur le forage et les travaux en usine à Weyburn, outre les projets d'évaluation de Lower Shaunavon et Bakken. En 2010, 36 puits ont été forés dans les zones de Shaunavon et de Bakken, dont 22 étaient en production à la fin de l'année.

Le tableau qui suit fait état des activités de forage de la division Hydrocarbures classiques. La société a foré moins de puits en 2010 du fait que la focalisation de son programme de forage est passée des puits de gaz peu profonds aux puits de pétrole. Les remises en production de puits visent essentiellement les puits de mise en valeur de MH.

| (puits nets) | 2010 | 2009 | 2008 |
|---------------------------------|--------------|------|-------|
| Pétrole brut | 180 | 105 | 93 |
| Gaz naturel | 495 | 502 | 1 375 |
| Remises en production | 1 194 | 855 | 1 017 |
| Puits de forage stratigraphique | 9 | 5 | 13 |

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Ce secteur d'exploitation comprend les résultats des activités de raffinage de Cenovus aux États-Unis, lesquelles sont détenues conjointement avec ConocoPhillips et exploitées par celle-ci. Les résultats de ce secteur comprennent également les achats et ventes de produits que conclut le groupe Commercialisation avec des 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 ce qui concerne le secteur Raffinage et commercialisation, les points saillants de 2010 sont les suivants :

- l'état d'avancement du projet CORE est passé de 71 % au début de l'exercice à environ 91 %;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont augmenté de 112 M\$ au quatrième trimestre en raison de la progression des marges de craquage et du taux d'utilisation comparativement à la période correspondante de 2009.

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|---|-----------------|----------|-----------|
| Produits | 8 228 \$ | 6 922 \$ | 10 684 \$ |
| Produits achetés | 7 664 | 6 020 | 10 500 |
| Marge brute | 564 | 902 | 184 |
| Charges d'exploitation | 489 | 534 | 543 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 75 | 368 | (359) |
| Dépenses en immobilisations | 656 | 1 033 | 539 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation en excédent des dépenses en immobilisations connexes | (581) \$ | (665) \$ | (898) \$ |

En 2010, les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont crû de 19 % principalement en raison de la hausse des prix des produits raffinés et du pétrole brut, ainsi que la progression des volumes vendus à des tiers par le groupe Commercialisation dans le cadre des activités d'exploitation.

Le coût des produits achetés, qui est établi selon la méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti, a augmenté de 27 % en 2010, principalement par suite de la hausse du prix du brut et la progression des volumes visés par des opérations conclues avec des tiers par le groupe Commercialisation dans le cadre des activités d'exploitation en 2010.

Les activités de raffinage de Cenovus ont tiré parti au quatrième trimestre de 2010 de l'amplification de l'écart entre le prix du brut lourd et celui du brut léger survenue au troisième trimestre de 2010 en raison de perturbations touchant le transport par pipeline. En outre, comme le pipeline Keystone était en phase de démarrage initial en 2010, le transport d'une certaine portion du pétrole lourd canadien de Cenovus, depuis l'achat jusqu'au traitement à la raffinerie, a été retardé, de sorte que les produits achetés au troisième trimestre de 2010 ont été traités au quatrième trimestre de 2010.

Les charges d'exploitation, constituées principalement de la main-d'œuvre, des services publics et des fournitures, ont baissé de 8 % en 2010, du fait de la baisse des activités d'entretien et de la régression des prix des services publics qu'utilisent les raffineries, outre l'appréciation du dollar canadien.

En 2010, les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont reculé de 293 M\$ essentiellement en raison de révisions prévues aux deux raffineries, de la hausse des coûts moyens liés au pétrole brut et des activités d'optimisation du raffinage en raison principalement de la faiblesse des prix du diesel et de l'essence, surtout au premier semestre de 2010. Ces baisses ont été en partie contrebalancées par le repli des flux de trésorerie liés à l'exploitation et l'appréciation du dollar canadien.

EXPLOITATION DES RAFFINERIES¹⁾

| | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|------------|------|------|
| Capacité liée au pétrole brut (kb/j) | 452 | 452 | 452 |
| Production de pétrole brut (kb/j) | 386 | 394 | 423 |
| Taux d'utilisation du pétrole brut (%) | 86 | 87 | 93 |
| Produits raffinés (kb/j) | 405 | 417 | 448 |

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

À plein régime, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 452 000 b/j de pétrole brut et de 45 000 b/j de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner au plus 145 000 b/j de pétrole brut lourd fluidifié. À l'achèvement du projet CORE de Wood River, Cenovus compte pouvoir raffiner environ 275 000 b/j (à plein régime) de pétrole brut lourd (environ 150 000 b/j d'équivalent bitume) principalement en carburants.

Le taux d'utilisation du pétrole brut a fléchi légèrement en 2010, surtout en raison d'une révision prévue à la raffinerie de Wood River, à la prolongation d'une révision à la raffinerie de Borger, d'une panne d'électricité à Wood River, de travaux d'entretien imprévus et d'activités d'optimisation du raffinage.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--------------------------|---------------|----------|--------|
| Raffinerie de Wood River | 568 \$ | 944 \$ | 477 \$ |
| Raffinerie de Borger | 87 | 88 | 45 |
| Commercialisation | 1 | 1 | 17 |
| | 656 \$ | 1 033 \$ | 539 \$ |

En 2010, les dépenses en immobilisations liées aux activités de raffinage demeuraient concentrées sur le projet CORE à la raffinerie de Wood River. En 2010, sur le montant de 568 M\$ affecté aux dépenses en immobilisations à la raffinerie de Wood River, une tranche de 473 M\$ visait le projet CORE, dont l'état d'avancement, au 31 décembre 2010, était de 91 % environ. Les niveaux imprévus des hautes eaux du Mississippi ont retardé la livraison de divers modules et, du même coup, ont entraîné la modification de l'échéancier de ce projet. Plusieurs unités de traitement ont été mises en service et le démarrage de l'unité de cokéfaction devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2011. Au démarrage de l'unité de cokéfaction, Cenovus s'attend à ce que les dépenses liées au projet CORE atteignent 3,7 G\$ US (la quote-part nette de la société s'établissant à 1,85 G\$ US). Le coût estimatif total du projet CORE devrait s'élever à environ 3,9 G\$ US (la quote-part nette de la société s'établissant à 1,95 G\$ US), soit 10 % de plus que les projections initiales.

Le reste des dépenses en immobilisations engagées aux raffineries de Wood River et de Borger pour 2010 avaient trait aux projets d'optimisation et d'entretien 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) | 2010 | 2009 | 2008 |
|-----------------------------|----------------|----------|--------|
| Produits | (64) \$ | (778) \$ | 731 \$ |
| Charges ((ajouter)/déduire) | | | |
| Exploitation | 3 | 30 | (13) |
| Produits achetés | (115) | (110) | (159) |
| | 48 \$ | (698) \$ | 903 \$ |

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les produits qui représentent des gains ou des pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises. Le secteur comprend également les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites au prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre les résultats intersectoriels non réalisés imputés aux stocks. Les charges d'exploitation sont liées principalement à des gains et des pertes 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) | 2010 | 2009 | 2008 |
|---|---------------|--------|--------|
| Frais généraux et frais d'administration | 251 \$ | 211 \$ | 171 \$ |
| Intérêts, montant net | 279 | 244 | 233 |
| Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | 75 | 45 | 40 |
| (Gain) perte de change, montant net | (51) | 304 | (308) |
| (Gain) perte au titre de désinvestissements d'actifs et autres | (4) | (2) | 3 |
| | 550 \$ | 802 \$ | 139 \$ |

En 2010, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 40 M\$, par suite essentiellement d'une hausse des salaires et des charges sociales liée à la mise en œuvre du plan stratégique décennal de la société et à l'achèvement de la transition au statut de société indépendante, outre l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme du fait de l'appréciation du cours de l'action de la société.

En 2010, les intérêts nets ont augmenté de 35 M\$ par rapport à 2009, surtout par suite de la comptabilisation pour un exercice complet de la commission d'attente liée à la facilité de crédit engagée en 2010, ainsi que de la charge d'amortissement du coût de financement lié à la mise en place des programmes de financement par emprunts. En outre, les intérêts sur la dette à long terme ont légèrement augmenté en 2010 du fait du relèvement du taux d'intérêt moyen et de la hausse de l'encours de la dette en 2010 par rapport à la quote-part de la dette d'Encana imputée à Cenovus pour la majeure partie de 2009. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 était de 5,8 % (5,5 % en 2009; 5,5 % en 2008).

La société a inscrit des gains de change de 51 M\$ en 2010 (pertes de 304 M\$ en 2009; gains de 308 M\$ en 2008), dont la majeure partie était latente. L'appréciation du dollar canadien en 2010 a donné lieu à des gains latents sur la dette de la société libellée en dollars américains, qui a été en partie annulée par des pertes latentes sur l'effet à recevoir liée à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

Le gain au titre de désinvestissements d'actifs et autres pour 2010 comprend un gain de 12 M\$ lié à l'acquisition de certaines installations de terminal portuaire situées à Kitimat, en Colombie-Britannique, au quatrième trimestre de 2010.

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

La volatilité des prix des marchandises a une incidence considérable sur le bénéfice net de Cenovus. Afin de gérer cette volatilité, la société conclut divers contrats d'instruments financiers. La stratégie de la société consiste à recourir à des instruments financiers en vue de préserver et de stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. Les contrats d'instruments financiers ont été comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations des gains ou des pertes à la valeur de marché reflétées dans les produits tirés des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité d'une période à l'autre sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. Le tableau ci-après présente le sommaire des gains et pertes latents évalués à la valeur de marché pour chaque période indiquée. Des renseignements complémentaires concernant les instruments financiers figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés.

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|----------------|----------|--------|
| Produits | | | |
| Pétrole brut | (92) \$ | (102) \$ | 260 \$ |
| Gaz naturel | 152 | (566) | 630 |
| | 60 | (668) | 890 |
| Charges | 14 | 30 | (9) |
| | 46 | (698) | 899 |
| Charge (économie) d'impôts sur les bénéficiaires | 12 | (204) | 263 |
| Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts | 34 \$ | (494) \$ | 636 \$ |

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|-----------------|----------|----------|
| Activités en amont | 1 039 \$ | 1 250 \$ | 1 179 \$ |
| Raffinage et commercialisation | 239 | 232 | 205 |
| Activités non sectorielles et éliminations | 32 | 45 | 13 |
| | 1 310 \$ | 1 527 \$ | 1 397 \$ |

Cenovus utilise la capitalisation du coût entier à l'égard de ses activités pétrolières et gazières en amont et elle calcule la charge d'amortissement et d'épuisement par pays et par centre de coûts. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Activités en amont a reculé en 2010, essentiellement du fait d'une diminution du taux d'amortissement et d'épuisement attribuable à l'ajout de réserves prouvées à la phase D de Christina Lake à la fin de 2009. La charge d'amortissement du secteur Raffinage et commercialisation en 2010 comprend une perte de valeur de 37 M\$ liée à une unité de traitement considérée comme un actif hors exploitation qui ne sera pas utilisée dans les activités futures à la raffinerie de Borger. Ce facteur a été neutralisé par la baisse de la charge d'amortissement et d'épuisement à l'égard des raffineries du fait essentiellement de l'appréciation du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain en 2010. La charge d'amortissement et d'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.

IMPÔT SUR LES BÉNÉFICES

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|---------------|--------|--------|
| Charge d'impôts exigibles | 82 \$ | 934 \$ | 369 \$ |
| Charge (économie) d'impôts futurs | 88 | (590) | 405 |
| Total des impôts sur les bénéficiaires | 170 \$ | 344 \$ | 774 \$ |

De la comparaison de 2010 et de 2009, il ressort que la charge d'impôts exigibles a baissé et que la charge d'impôts futurs a augmenté. La charge d'impôts exigibles en 2009 comprenait le devancement des impôts à payer du fait de certaines opérations liées à la restructuration de l'entreprise nécessaires pour donner effet à l'arrangement et a été compensé par une économie d'impôts futurs en 2009. La charge

d'impôts futurs de 2010 tient compte d'un avantage fiscal de 107 M\$ attribuable à la constatation de pertes en capital nettes qui devraient être portées en réduction de gains en capital imposables futurs. Ces pertes en capital font suite à la restructuration interne entreprise en 2010.

En 2010, le taux d'imposition effectif de Cenovus s'est établi à 14,6 % contre 29,6 % pour 2009 (23,5 % en 2008). La baisse en 2010 est attribuable avant tout à la constatation d'avantages fiscaux futurs découlant de pertes en capital nettes et de pertes d'exploitation relatives aux entités de la société aux États-Unis comparativement au bénéfice enregistré en 2009.

Il convient de remarquer que la charge d'impôts de 2009 a été calculée comme si Cenovus et ses filiales avaient été des entités juridiques fiscalement distinctes, chacune déposant une déclaration fiscale distincte dans son territoire local, et que le calcul était fondé sur un certain nombre d'hypothèses, d'affectations et d'estimations compatibles avec les états financiers consolidés détachés antérieurs.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus pour une année donnée est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôts et les résultats avant impôts 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 aux taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la provision pour impôts et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des gains et des pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement multinational;
- la rémunération à base d'actions non déductible;
- les gains de change imposables non inclus dans le bénéfice net.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. La société estime que la provision pour impôts est suffisante.

INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

| (en millions de dollars, sauf les montants par actions) | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------|-------|-------|-------|--------|
| | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2009 | 2009 | 2009 | 2009 | 2008 |
| Bénéfice net | 3 172 | 3 115 | 3 195 | 3 491 | 3 005 | 3 001 | 2 818 | 2 693 | 3 946 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation ¹⁾ | 812 | 660 | 665 | 838 | 954 | 1 134 | 1 173 | 928 | 121 |
| Flux de trésorerie ¹⁾ | 648 | 509 | 537 | 721 | 235 | 924 | 945 | 741 | (209) |
| - par action - après dilution ²⁾ | 0,86 | 0,68 | 0,71 | 0,96 | 0,31 | 1,23 | 1,26 | 0,99 | (0,28) |
| Bénéfice d'exploitation ¹⁾ | 140 | 159 | 142 | 353 | 169 | 427 | 512 | 414 | (159) |
| - par action - dilué ²⁾ | 0,19 | 0,21 | 0,19 | 0,47 | 0,23 | 0,57 | 0,68 | 0,55 | (0,21) |
| Bénéfice net | 73 | 223 | 172 | 525 | 42 | 101 | 160 | 515 | 490 |
| - par action - de base ²⁾ | 0,10 | 0,30 | 0,23 | 0,70 | 0,06 | 0,13 | 0,21 | 0,69 | 0,65 |
| - par action - dilué ²⁾ | 0,10 | 0,30 | 0,23 | 0,70 | 0,06 | 0,13 | 0,21 | 0,69 | 0,65 |
| Dépenses en immobilisations | 706 | 480 | 443 | 493 | 507 | 515 | 488 | 652 | 760 |
| Flux de trésorerie disponibles ¹⁾ | (58) | 29 | 94 | 228 | (272) | 409 | 457 | 89 | (969) |
| Dividendes en numéraire ³⁾ | 151 | 150 | 150 | 150 | 159 | s. o. | s. o. | s. o. | s. o. |
| - par action ³⁾ | 0,20 | 0,20 | 0,20 | 0,20 | 0,20 \$US | s. o. | s. o. | s. o. | s. o. |

1) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

2) 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, aux termes duquel les actionnaires d'Encana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une action ordinaire de la nouvelle société Encana.

3) 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.

Au quatrième trimestre de 2010, les flux de trésorerie ont crû de 413 M\$ comparativement au quatrième trimestre de 2009, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- une baisse de 526 M\$ de la charge d'impôts exigibles par suite du devancement en 2009 des impôts exigibles ainsi que de l'utilisation en 2010 de réclamations utilisées à partir des catégories fiscales que Cenovus avait obtenues dans le cadre de l'arrangement, outre une baisse des gains de couverture réalisés en 2010 ;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 112 M\$ en raison essentiellement de la progression des marges de craquage et du taux d'utilisation comparativement au quatrième trimestre de 2009.

Ces augmentations des flux de trésorerie au quatrième trimestre de 2010 ont été en partie contrebalancées par les facteurs suivants :

- une baisse de 22 % du prix moyen obtenu pour le gaz naturel, qui est passé de 6,44 \$ le kpi³ à 5,05 \$ le kpi³;
- le glissement de 14 % de la production de gaz naturel du fait de la cession de certains biens non essentiels et de la réduction des dépenses en immobilisations visant le gaz naturel;
- le recul de 5 % du prix moyen obtenu pour les liquides, qui est passé de 64,74 \$ le baril à 61,46 \$ le baril;
- la contraction des volumes de pétrole brut et de LGN vendus en raison des problèmes de répartition touchant les pipelines au quatrième trimestre de 2010;
- la hausse des charges d'exploitation liées au pétrole brut et aux LGN en parallèle à l'accroissement de la production;
- l'augmentation de 13 M\$ des frais généraux et frais d'administration ainsi que du montant net des intérêts débiteurs;
- la progression de 10 M\$ des redevances qui s'explique surtout par la récupération du coût du projet à Foster Creek aux fins des redevances, ainsi que par la hausse des prix du WTI atténuée en partie par l'appréciation du taux moyen du dollar canadien utilisé pour le calcul des redevances.

Au quatrième trimestre de 2010, le bénéfice net était de 31 M\$ supérieur à celui de 2009. Cette hausse du bénéfice net est attribuable aux mêmes facteurs expliquant la progression des flux de trésorerie. Les autres facteurs ayant eu une incidence sur le bénéfice net du quatrième trimestre de 2010 sont notamment les suivants :

- pour 2010, une charge d'impôts futurs, compte non tenu de l'incidence des gains de couverture latents, de 37 M\$, contre une économie d'impôts de 351 M\$ en 2009;
- des pertes latentes évaluées à la valeur du marché de 197 M\$, après impôts, contre des pertes de 92 M\$, après impôts, en 2009;
- des gains de change latents de 30 M\$ en 2010 contre des pertes de 86 M\$ en 2009;
- un repli de 28 M\$ de la charge d'amortissement et épuisement.

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 »). Avant l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la société présentait les estimations relatives à ses réserves conformément aux obligations de communication de l'information des États-Unis aux termes d'une dispense d'application de certaines dispositions du Règlement 51-101. Les comparaisons en glissement annuel renvoient aux estimations au 31 décembre 2009 et présentées antérieurement, établies par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI ») à l'aide de la moyenne sur 12 mois des prix et coûts constants de 2009, conformément aux prescriptions de la Securities and Exchange Commission (« SEC »).

Cenovus retient les services de deux ERQI, soit McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») et GLJ Petroleum Consultants Ltd., pour qu'ils évaluent la totalité de ses réserves et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a également évalué la totalité des ressources de bitume éventuelles et prometteuses.

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 la direction et chaque ERQI afin a) 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; b) d'examiner les données relatives aux réserves et le rapport connexe de l'ERQI; c) de recommander au conseil d'administration d'approuver la communication de l'information sur les réserves et les ressources.

Les points saillants de 2010 sont notamment les suivants :

- l'amélioration du taux de récupération et l'expansion de la zone de mise en valeur à Foster Creek ont abouti à une croissance significative de 288 Mb des réserves prouvées de bitume, soit une progression de 33 % par rapport à 2009;
- les réserves prouvées de pétrole et LGN classiques ont crû de 1 %;
- le recul global de 9 % des réserves prouvées de gaz naturel et de MH, en raison des extensions et de l'amélioration des taux de récupération, ainsi que des révisions techniques, n'a pas atténué la production et les cessions.

Les données relatives aux réserves présentent un résumé des réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen avec les LGN, et de gaz naturel avec le MH, à l'aide des prix et coûts prévisionnels de McDaniel au 1^{er} janvier 2011. Cenovus détient des droits sur d'importants biens en propriété franche 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.

Pour de plus amples renseignements sur les prix et d'autres données relatives aux réserves, voir la notice annuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de Cenovus au www.cenovus.com.

RÉSERVES AUX 31 DÉCEMBRE

| | Bitume (Mb) | | Pétrole lourd (Mb) | | Pétrole léger et moyen et LGN (Mb) | | Gaz naturel et MH (Gpi ³) | |
|-----------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|--|--------------------|--|--------------------|
| | 2010 ¹⁾ | 2009 ²⁾ | 2010 ¹⁾ | 2009 ²⁾ | 2010 ¹⁾ | 2009 ²⁾ | 2010 ¹⁾ | 2009 ²⁾ |
| Avant redevances | | | | | | | | |
| Prouvées | 1 154 | 866 | 169 | 165 | 111 | 112 | 1 390 | 1 529 |
| Probables | 523 | 479 | 97 | 104 | 49 | 53 | 410 | 436 |
| Prouvées et probables | 1 677 | 1 345 | 266 | 269 | 160 | 165 | 1 800 | 1 965 |

1) Estimations de 2010 préparées par les ERQI à l'aide des prix et coûts prévisionnels de McDaniel au 1^{er} janvier 2011.

2) Estimations présentées antérieurement préparées par les ERQI à l'aide des prix et coûts constants de 2009.

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 2009 (SEC) ¹⁾ | 866 | 165 | 112 | 1 529 |
| Transition aux normes du Règlement 51-101 ²⁾ | - | (1) | (3) | 128 |
| Au 31 décembre 2009 (Règlement 51-101) ³⁾ | 866 | 164 | 109 | 1 657 |
| Extensions et amélioration du taux de récupération | 270 | 9 | 11 | 45 |
| Révisions techniques | 40 | 15 | 1 | 60 |
| Facteurs économiques | - | - | - | (18) |
| Cessions | - | (5) | - | (87) |
| Production | (22) | (14) | (10) | (267) |
| Au 31 décembre 2010 | 1 154 | 169 | 111 | 1 390 |
| Variation en glissement annuel | 288 | 4 | (1) | (139) |
| | 33 % | 2 % | (1) % | (9) % |

1) Estimations présentées antérieurement préparées par les ERQI à l'aide des prix et coûts constants de 2009.

2) La variation des réserves pour rendre compte de la transition des normes de la SEC à celles du Règlement 51-101 traduit les facteurs suivants : i) les prix et coûts prévisionnels utilisés aux termes du Règlement 51-101 sont supérieurs aux prix et coûts constants prescrits par la SEC, car ils tiennent compte des réserves de gaz auparavant non rentables, ii) les réserves au titre de droits de redevance ont été retranchées des réserves totales avant redevances. Voir « Information sur le pétrole et le gaz » de la rubrique « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

3) Établies à l'aide des prix et coûts prévisionnels de McDaniel au 1^{er} janvier 2010.

RAPPROCHEMENT DES RÉSERVES PROBABLES

| | Bitume (Mb) | Pétrole lourd (Mb) | Pétrole léger et moyen et LGN (Mb) | Gaz naturel et MH (Gpi³) |
|---|------------------------|-----------------------------------|---|--|
| Avant redevances | | | | |
| Au 31 décembre 2009 (SEC) ¹⁾ | 479 | 104 | 53 | 436 |
| Transition aux normes du Règlement 51-101 ²⁾ | - | (1) | (2) | 52 |
| Au 31 décembre 2009 (Règlement 51-101) ³⁾ | 479 | 103 | 51 | 488 |
| Extensions et amélioration du taux de récupération | 132 | 5 | (1) | 12 |
| Révisions techniques | (88) | (10) | (1) | (82) |
| Facteurs économiques | - | - | - | 7 |
| Cessions | - | (1) | - | (15) |
| Au 31 décembre 2010 | 523 | 97 | 49 | 410 |
| Variation en glissement annuel | 44 | (7) | (4) | (26) |
| | 9 % | (7) % | (8) % | (6) % |

1) Estimations présentées antérieurement préparées par les ERQI à l'aide des prix et coûts constants de 2009.

2) La variation des réserves pour rendre compte de la transition des normes de la SEC à celles du Règlement 51-101 traduit les facteurs suivants : i) les prix et coûts prévisionnels utilisés aux termes du Règlement 51-101 sont supérieurs aux prix et coûts constants prescrits par la SEC, car ils tiennent compte des réserves de gaz auparavant non rentables, ii) les réserves au titre de droits de redevance ont été retranchées des réserves totales avant redevances. Voir « Information sur le pétrole et le gaz » de la rubrique « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

3) Établies à l'aide des prix et coûts prévisionnels de McDaniel au 1^{er} janvier 2010.

En 2010, les réserves de bitume prouvées et les réserves de bitume prouvées et probables ont crû d'environ 33 % et 25 %, respectivement, par suite essentiellement de la réception de l'autorisation réglementaire visant l'expansion de la zone de mise en valeur à Foster Creek et des améliorations des taux globaux de récupération en fonction de la performance opérationnelle. Les autres facteurs expliquant l'augmentation sont la récupération additionnelle provenant des puits de raccordement forés entre les puits productifs actuels et l'amélioration du taux de récupération attribuable au drainage issu des puits existants qui a été supérieur aux prévisions.

En 2010, les réserves prouvées de pétrole lourd ont augmenté d'environ 2 % principalement en raison de l'expansion des zones d'injection de polymères et de leur rendement fructueux à Pelican Lake. Les réserves probables de pétrole lourd ont diminué d'environ 7 % en raison de reclassements dans les réserves prouvées. Les réserves prouvées et probables ont reculé d'environ 1 %.

En 2010, les réserves prouvées de pétrole léger et moyen et de LGN ont glissé d'environ 1 %, principalement du fait que l'expansion des zones d'injections d'eau et d'injections de dioxyde de carbone et leur rendement fructueux, à Weyburn, a été neutralisée par l'incidence de la production de l'exercice écoulé. Les réserves probables de pétrole léger et moyen et de LGN ont fléchi de 8 % du fait de reclassements dans les réserves prouvées. Les réserves prouvées et probables ont reculé d'environ 3 %.

En 2010, les réserves prouvées de gaz naturel ont baissé d'environ 9 % étant donné que les extensions et les révisions techniques n'ont pas contrebalancé l'incidence de la production et du désinvestissement de certains des actifs gaziers de Cenovus. Les réserves probables et les réserves prouvées et probables de gaz naturel ont baissé d'environ 6 % et 8 %, respectivement.

RESSOURCES AU 31 DÉCEMBRE

| | Bitume (milliards de barils) | |
|--|---------------------------------|--------------------|
| | 2010 ¹⁾ | 2009 ²⁾ |
| Avant redevances | | |
| Ressources éventuelles économiques ³⁾ | | |
| Estimation basse | 4,4 | 3,9 |
| Meilleure estimation | 6,1 | 5,4 |
| Estimation haute | 8,0 | 7,3 |
| Ressources prometteuses ⁴⁾ | | |
| Estimation basse | 7,3 | 7,8 |
| Meilleure estimation | 12,3 | 12,6 |
| Estimation haute | 21,7 | 21,4 |

1) Estimations préparées par McDaniel à l'aide des prix et coûts prévisionnels de McDaniel au 1^{er} janvier 2011.

2) Estimations présentées antérieurement préparées par McDaniel à l'aide des prix et coûts constants de 2009.

3) 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 de toute partie des ressources éventuelles.

4) Rien ne garantit la découverte de toute partie des ressources prometteuses. En cas de découverte, rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas évaluée.

La meilleure estimation des ressources éventuelles économiques a augmenté de 0,7 milliard de barils, ou 13 %, par rapport à 2009. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'important programme de forage stratigraphique, qui a permis de convertir les ressources prometteuses en ressources éventuelles, ainsi qu'aux révisions techniques positives apportées aux estimations volumétriques et aux estimations du facteur de récupération. La meilleure estimation des ressources prometteuses a fléchi de 0,3 milliard de barils, ou 2 %, par rapport à 2009, principalement du fait du reclassement des ressources prometteuses en ressources éventuelles par suite du forage stratigraphique.

Pour que les ressources éventuelles économiques de bitume soient classées comme des réserves, plusieurs étapes doivent être éventuellement franchies, notamment les suivantes : dépôt de demandes réglementaires sans qu'aucune question d'importance ne soit soulevée par les autorités de réglementation, l'accès aux marchés, et la signification par l'exploitant et les partenaires de leur intention d'aller de l'avant, attestée par un plan de mise en valeur indiquant les principales dépenses en immobilisations quinquennales.

D'autres informations sur les réserves et d'autres données sur le pétrole et le gaz, notamment les risques et incertitudes liés aux estimations des réserves et des ressources, sont présentées dans la notice annuelle de la société, disponible à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de Cenovus au www.cenovus.com.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

| (en millions de dollars) | 2010 | 2009 | 2008 |
|--|----------|----------|----------|
| Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants : | | | |
| Activités d'exploitation | 2 594 \$ | 3 039 \$ | 3 225 \$ |
| Activités d'investissement | (1 796) | (2 063) | (2 109) |
| Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement | 798 | 976 | 1 116 |
| Activités de financement | (631) | (977) | (1 227) |
| Gains (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises | (22) | (32) | 1 |
| Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | 145 \$ | (33) \$ | (110) \$ |

ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Le montant net des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a baissé de 445 M\$ en 2010 par rapport à 2009, essentiellement par suite du repli des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie se sont élevés à 2 415 M\$ en 2010 (2 845 M\$ en 2009; 3 115 M\$ en 2008). Les raisons de cette variation sont analysées sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation la variation nette des autres actifs et passifs et la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Compte non tenu des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 290 M\$ au 31 décembre 2010 contre 479 M\$ au 31 décembre 2009. La société s'attend à continuer de respecter les conditions de paiement de ses fournisseurs.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

En 2010, le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a baissé pour s'établir à 1 796 M\$, en regard de 2 063 M\$ pour 2009 (2 109 M\$ en 2008). Les dépenses en immobilisations en 2010 ont augmenté pour s'établir à 2 208 M\$ par rapport à 2 165 M\$ en 2009 (2 204 M\$ en 2008). Le total du produit lié à des désinvestissements en 2010 a augmenté, passant de 222 M\$ en 2009 à 309 M\$ en 2010 (48 M\$ en 2008). Les raisons des variations des dépenses en immobilisations sont analysées sous les rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Secteurs d'exploitation » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont baissé également en raison de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, qui a accru la trésorerie et les équivalents de trésorerie de 99 M\$ en 2010, comparativement à une baisse de 95 M\$ en 2009 (augmentation de 96 M\$ en 2008).

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Cenovus dispose d'une facilité de crédit engagée et d'un programme de billets de trésorerie qu'elle utilise pour gérer ses besoins de trésorerie à court terme.

En 2010, Cenovus a renégocié sa facilité de crédit de 2,5 G\$ en regroupant les deux tranches existantes en une tranche unique et en prolongeant l'échéance au 30 novembre 2014. Au 31 décembre 2010, aucun montant n'était prélevé sur la facilité de crédit engagée.

En 2010, Cenovus a déposé au Canada un prospectus préalable de base visant des billets à moyen terme non garantis d'un montant de 1,5 G\$. Le prospectus préalable canadien permet d'émettre à l'occasion des billets à moyen terme libellés en dollars canadiens ou en monnaies étrangères aux termes d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, qui comprennent notamment les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront déterminées à la date d'émission. Au 31 décembre 2010, aucun billet à moyen terme n'était émis dans le cadre de ce prospectus préalable canadien. La période de validité du prospectus préalable canadien prend fin en juillet 2012.

En 2010, Cenovus a déposé aux États-Unis un prospectus préalable de base visant des billets non garantis d'un montant de 1,5 G\$ US. Le prospectus préalable américain permet d'émettre à l'occasion des titres de créance en dollars américains ou en monnaies étrangères aux termes d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, qui comprennent notamment les intérêts à taux fixe ou variable et la date d'échéance, seront déterminées à la date d'émission. Au 31 décembre 2010, aucun billet n'était émis dans le cadre de ce prospectus préalable américain. La période de validité du prospectus préalable américain prend fin en août 2012.

En 2010, la société a déclaré et versé des dividendes trimestriels de 0,20 \$ par action (0,20 \$ US par action au quatrième trimestre de 2009). Les versements de dividendes de 2010 ont totalisé 601 M\$ (159 M\$ en 2009). La déclaration d'un dividende est laissée à l'appréciation du conseil et réexaminée tous les trimestres.

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement en 2010 s'est élevé à 631 M\$ (977 M\$ en 2009; 1 227 M\$ en 2008). Le fléchissement du montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement en 2010 est attribuable aux montants d'opérations de financement conclues avec

Encana en 2009 dans le cadre de l'arrangement. En 2009, Cenovus a réalisé un placement privé de billets de premier rang non garantis pour un produit net de 3 718 M\$ (3 468 M\$ US), en plus de rembourser à Encana le billet à ordre payable sur demande de 3,7 G\$ (3,5 G\$ US). En 2010, la quasi-totalité de ces billets ont été échangés contre des billets immatriculés en vertu de la *Securities Act of 1933* selon les mêmes modalités que celles des billets émis initialement. Au 31 décembre 2010, la dette de Cenovus s'élève à 3 432 M\$, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant 2014.

Au 31 décembre 2010, Cenovus respectait toutes les conditions de ses accords de dette.

RATIOS FINANCIERS

| | 2010 | 2009 | 2008 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|
| Ratio dette/capitaux permanents | 26 % | 28 % | 28 % |
| Ratio dette/BAIIA ajusté | 1,2 x | 1,1 x | 0,8 x |

Cenovus assure le suivi de sa structure du capital et de ses besoins en financement à court terme en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les capitaux permanents, mesure hors PCGR, correspondent à la dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an, majorée des capitaux propres. Le BAIIA ajusté pour les 12 derniers mois, mesure hors PCGR, correspond au bénéfice ajusté avant les intérêts, les impôts sur les bénéfices, l'amortissement et l'épuisement, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les gains ou pertes de change, les gains ou pertes au titre de désinvestissements d'actifs et les autres produits ou charges. La dette s'entend des parties à court terme et à long terme de la dette à long terme, exception faite de tout montant relatif aux effets à payer et à recevoir liés à l'apport à la coentreprise. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci.

Cenovus vise un ratio dette nette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la structure du capital de la société, se reporter aux notes afférentes 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 privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Au 31 décembre 2010, 752,7 millions d'actions ordinaires (751,3 millions en 2009) étaient en circulation et aucune action privilégiée n'était en circulation.

En 2010, le conseil a approuvé un régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »), 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2010, des actions ordinaires ont été achetées sur le marché pour satisfaire à des obligations au titre du RRD.

Aux termes du régime d'options sur actions des salariés de Cenovus (le « ROAS »), 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 ROAS peuvent être exercées à raison de 30 % de l'attribution initiale après un an et d'une autre tranche de 30 % de l'attribution initiale après deux ans. Les options peuvent être exercées en totalité après trois ans et viennent à échéance cinq à sept ans après la date d'attribution. Les options attribuées comportent un droit à la plus-value des actions jumelé (« DPVA jumelé ») qui confère aux salariés le droit de recevoir un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires de Cenovus sur le prix d'exercice de leurs options 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 DPVA jumelé en contrepartie d'un

versement en espèces n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par la société et n'a donc aucun effet dilutif.

Conformément à l'arrangement, 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.

Au 31 décembre 2010, les salariés de Cenovus détenaient environ 19,1 millions d'options, dont 7,7 millions pouvaient être exercées. Au 31 décembre 2010, les salariés d'Encana détenaient environ 17,2 millions d'options de remplacement de Cenovus, dont 10,8 millions pouvaient être exercées. 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 DPVA jumelés. 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 DPVA jumelés. Aucune autre option de remplacement d'Encana ne sera attribuée à des salariés de Cenovus.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS

| (en millions de dollars) | Date de paiement prévue | | | | | | Total |
|---|-------------------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|------------------|------------------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 et après | |
| Dette à long terme ¹⁾ | - \$ | - \$ | - \$ | 796 \$ | - \$ | 2 685 \$ | 3 481 \$ |
| Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise ¹⁾ | 343 | 364 | 386 | 410 | 435 | 581 | 2 519 |
| Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | 100 | 2 | 2 | 2 | 2 | 6 012 | 6 120 |
| Transport par pipelines | 107 | 93 | 167 | 167 | 166 | 953 | 1 653 |
| Achats de biens et services | 157 | 23 | 12 | 10 | 7 | 23 | 232 |
| Achats de produits | 23 | 18 | 18 | 18 | 18 | 7 | 102 |
| Contrats de location-exploitation ²⁾ | 33 | 87 | 88 | 85 | 78 | 1 553 | 1 924 |
| Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations | 91 | 71 | 4 | 4 | 4 | 14 | 188 |
| Autres engagements à long terme | 4 | 2 | 1 | 1 | - | 1 | 9 |
| Total des paiements | 858 \$ | 660 \$ | 678 \$ | 1 493 \$ | 710 \$ | 11 829 \$ | 16 228 \$ |
| Ventes de produits | 50 \$ | 52 \$ | 54 \$ | 56 \$ | 57 \$ | 63 \$ | 332 \$ |
| Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise ¹⁾ | 346 \$ | 364 \$ | 384 \$ | 405 \$ | 427 \$ | 565 \$ | 2 491 \$ |

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

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

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des emprunts, à des frais liés à la demande future dans le cadre de contrats de transport fermes (qui tiennent compte des montants de projets en attente d'autorisation réglementaire), à des contrats de location visant des immeubles, à des engagements relatifs à des dépenses en immobilisations et à des accords de commercialisation. 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, voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au 31 décembre 2010, 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 73 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,54 \$ 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 diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

GESTION DES RISQUES

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

- les risques financiers, y compris le risque de marché (par exemple les fluctuations de prix des marchandises, de taux de change et de taux d'intérêt), le risque de crédit et le risque de liquidité;
- les risques liés à l'exploitation, y compris les risques liés aux investissements, à l'exploitation et au remplacement des réserves;
- les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation, notamment les risques liés au processus de réglementation et aux autorisations réglementaires, le soutien des parties prenantes et des partenaires à l'égard des activités et des projets de croissance ainsi que l'évolution de la législation en matière de redevances et d'impôts sur le bénéfice.

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. Les risques qui touchent, ou sont susceptibles de toucher, les actifs, les activités ou la réputation de Cenovus sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement puis gérés. En revanche, des problèmes imprévus exigent parfois des mesures urgentes. Cenovus adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de nuire à ses actifs, à ses activités ou à sa réputation. Elle a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités cohérentes et claires à leur égard.

Pour de plus amples renseignements sur les facteurs de risque pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde » qui figure à la fin du présent rapport de gestion et à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

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. La direction vérifie les stratégies de gestion des risques liés à l'exploitation et des risques financiers afin de réagir de façon proactive à l'évolution de la conjoncture et d'éliminer, atténuer ou réduire le risque. 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 pour financer les dépenses en immobilisations.

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 2010, font l'objet d'une description plus détaillée dans les notes afférentes 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.

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'élargissement des écarts de prix du pétrole brut et du gaz naturel, la société a conclu des swaps différentiels et des swaps variable-variable permettant de fixer les prix entre ses régions de production et différents points de vente. Afin de réduire en partie le risque lié aux coûts de consommation d'électricité, Cenovus a conclu deux contrats dérivés échéant le 1^{er} janvier 2018.

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 ses politiques de crédit visant son portefeuille des créances approuvées 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 au Canada et aux États-Unis, 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 à l'exploitation, facilités de crédit inutilisées, billets de trésorerie et disponibilités représentées par ses prospectus de base. Au 31 décembre 2010, aucun montant n'était prélevé sur la facilité de crédit engagée de Cenovus. En outre, Cenovus disposait d'une capacité inutilisée de 1,5 G\$ en vertu de son prospectus de base canadien et de 1,5 G\$ US en vertu de son prospectus de base américain, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture des marchés.

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 ses dépenses en immobilisations 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

émittant 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 2010, 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 LIÉS À L'EXPLOITATION

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

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

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir, 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'immobilisations antérieur pour en tirer des enseignements clés, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des éléments opérationnels qui ont une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan du projet de l'exercice en cours. Les résultats de l'évaluation a posteriori sont analysés chaque année en fonction du programme d'immobilisations de Cenovus et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

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

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

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

Cenovus exerce des activités de mise en valeur, de production et de raffinage de pétrole brut et de gaz naturel, lesquelles comportent des risques relativement élevés. Cenovus a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes. 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 recommande les politiques en matière de responsabilité de l'entreprise, y compris sur le plan environnemental, 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.

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 d'exploitation et les groupes non sectoriels, et la conformité de Cenovus aux lois et règlements applicables fait l'objet d'un suivi, en ce qui concerne ses actifs et activités, par son groupe des services juridiques qui se tient au fait de l'évolution et des changements des lois et des règlements, afin de veiller à ce qu'elle s'y conforme. La façon dont la société gère les changements apportés à la réglementation relative aux changements climatiques 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.

Réglementation et risque 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 l'exploration, 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. Pour de plus amples renseignements sur l'état de chaque projet, se reporter à la rubrique « Secteurs d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Changements climatiques

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants

atmosphériques. En outre, plusieurs mesures législatives et réglementaires visant les émissions de GES sont en cours d'étude, d'analyse ou de mise en œuvre aussi bien aux États-Unis qu'au Canada. 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 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.

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 2010, 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 du piégeage du dioxyde de carbone et l'accent qu'elle met sur l'efficacité énergétique et l'élaboration de technologies permettant de réduire les émissions de GES. En particulier, la réduction de l'intensité des émissions est une conséquence directe 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 ratio vapeur/pétrole de la société lui permettront de se focaliser sur la réduction des coûts.

2) Réagir aux signaux de prix

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

3) Prévoir des scénarios de réductions futures de carbone

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

RÉGIME DE REDEVANCES DE L'ALBERTA

En 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé les grandes lignes des changements visant la structure des redevances de cette province. Les mises à jour de la structure des redevances visant le pétrole brut et le gaz naturel classiques, rendues publiques au premier trimestre 2010, prévoyaient notamment ce qui suit :

- Un taux de redevance maximal de 5 % sur les nouveaux puits de gaz et de pétrole classique pour une période de 12 mois ou sur 0,5 milliard de pieds cubes d'équivalent pétrole pour les puits de gaz ou 50 000 barils d'équivalent pétrole pour les puits de pétrole, selon la première éventualité. Le taux de redevance de 5 % a été créé initialement en même temps que le programme incitant à forer de nouveaux puits dans le cadre du programme d'encouragement énergétique. Ce programme, rendu public le 3 mars 2009, devait prendre fin le 31 mars 2011, mais il est désormais en place de façon permanente;
- Le taux de redevance maximal sur le pétrole classique passe de 50 % à 40 % et le taux de redevance maximal sur le gaz naturel, de 50 % à 36 %;
- À compter du 1^{er} janvier 2011, aucun autre puits ne sera autorisé en vertu du programme de redevances transitoires (« PRT ») entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Le PRT offre l'option irrévocable de sélectionner des taux de redevances transitoires sur les nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique forés à une profondeur comprise entre 1 000 et 3 500 mètres. Les puits auxquels ce programme s'applique peuvent continuer de se prévaloir de ce programme jusqu'au 31 décembre 2013.

Les mises à jour rendues publiques au deuxième trimestre de 2010 visaient principalement à appuyer le forage gazier profond et à améliorer les paramètres économiques relatifs aux zones gazières non classiques, ainsi qu'au forage pétrolier et gazier horizontal. Ces mises à jour prévoyaient notamment ce qui suit :

- Un taux de redevance maximal de 5 % pour tous les produits de puits pétroliers horizontaux et de puits horizontaux non bitumineux (selon le sens attribué à *horizontal oil wells* et à *horizontal non-oil sands wells* par la CERE), les limites en matière de volume et de nombre de mois de production étant établies en fonction de la profondeur du puits;
- Les puits définis comme des puits horizontaux de gaz naturel (*horizontal natural gas wells*) par la CERE seront assortis d'un taux de redevance maximal de 5 % visant l'ensemble de la production pendant une période de 18 mois de production ou une production de 500 Mpi³ d'équivalent gaz;
- Les puits de MH en production uniquement dans des zones de charbon selon la définition de la CERE seront assortis d'un taux de redevance maximal de 5 % visant l'ensemble des produits pendant les 36 premiers mois moyennant une limite de production de 750 Mpi³ d'équivalent gaz;
- En plus d'être simplifié et modifié, le programme de forage profond - gaz naturel a été rendu permanent. Parmi les modifications, citons la réduction de la profondeur de puits minimale à 2 000 mètres, l'élimination des restrictions visant les cibles et l'espacement de puits, ainsi que la délimitation des bassins; l'admissibilité de tous les puits latéraux aux crédits, l'accroissement des crédits pour le forage de 3 500 à 5 000 mètres et l'élimination de la profondeur de puits maximale.

Les modifications de la structure de redevances rendues publiques au deuxième trimestre comprenaient des mises à jour aux barèmes de redevances du pétrole et du gaz naturel classiques. La date d'entrée en vigueur des nouveaux barèmes est le 1^{er} janvier 2011.

Pour Cenovus, la principale conséquence des modifications au régime de redevances devrait consister en une amélioration des paramètres économiques relatifs au programme de forage visant certains biens de sa division Hydrocarbures classiques et toute future mise en valeur d'huile de schiste en Alberta.

CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ALBERTA

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 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 devrait commencer à les mettre en œuvre au premier semestre de 2011.

Le cadre réglementaire albertain en matière d'utilisation des terres (Land-use Framework), qui sera mis en œuvre en application de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« ALSA »), précise l'approche du gouvernement de l'Alberta à l'égard de la gestion des ressources foncières et naturelles de cette province en fonction de certains objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. En vertu de l'ALSA est envisagée la modification ou l'extinction de consentements antérieurs comme des permis, licences, approbations et autorisations réglementaires en vue de concrétiser ou de maintenir un objectif ou une politique découlant de la mise en œuvre d'un plan régional. Le gouvernement de l'Alberta devrait dresser un plan régional pour chacune des sept régions de la province et a établi que le Lower Athabasca Regional Plan (« LARP ») est prioritaire. Le LARP vise à déterminer des résultats en matière de gestion des ressources et de l'environnement relativement à l'air, aux terres, à l'eau et à la biodiversité. Ce plan servira de référence pour les décisions liées aux ressources à l'avenir dans une perspective tenant compte des répercussions sociales et économiques. En août 2010, le Lower Athabasca Regional Advisory Council (« RAC ») a remis son document de vision au gouvernement de l'Alberta relativement au LARP. Cenovus participe activement au processus de rétroaction à titre de partie prenante ayant une exploitation importante dans la région et elle continuera de suivre la situation de près. Le gouvernement de l'Alberta devrait donner suite à la démarche du RAC en formulant ses propres recommandations relativement au LARP. Il est possible que le document de vision du RAC, s'il est adopté dans sa version actuelle par le gouvernement de l'Alberta, ait une incidence défavorable sur l'accès de Cenovus à certains biens miniers ou ralentisse le calendrier de mise en valeur du fait de limites et seuils en matière d'environnement.

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 société a mis à jour sa politique en matière de responsabilité d'entreprise afin de s'assurer que celle-ci continue de soutenir ses engagements, sa stratégie et sa communication d'information 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 corresponde à cette politique et soit axée sur l'amélioration de la performance. Pour ce faire, elle assurera le suivi et contrôle continus de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. Cette politique a été rendue publique le 1^{er} décembre 2010 et peut être consultée sur le site Web de Cenovus au www.cenovus.com.

En 2010, Cenovus a publié le document d'information « Corporate Responsibility Performance Highlights » et inauguré la section de son site Web consacré à la responsabilité d'entreprise. Le document d'information de deux pages présente Cenovus à ses parties prenantes et brosse une vue d'ensemble de sa performance

en matière de responsabilité d'entreprise en 2009. Ce document a été remis à tous les effectifs de la société, y compris les entrepreneurs et le personnel sur le terrain, outre plus de 1 000 personnes-ressources externes. La société a également préparé un rapport plus circonstancié, intitulé « Corporate Responsibility 2009 Performance Measures Report », qui complète le document d'information. Ce rapport fait état de tous les paramètres liés à la responsabilité d'entreprise de Cenovus pour 2009. On peut le télécharger sur le site Web de la société à l'adresse www.cenovus.com.

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

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS

Pour l'application des PCGR, la direction est tenue d'utiliser des jugements, de poser des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Dans les notes afférentes aux états financiers consolidés sont expliqués le mode de présentation et les méthodes comptables cruciales.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS CRUCIALES

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

Mode de présentation

Les résultats de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 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 les périodes antérieures à l'arrangement, soit du 1^{er} janvier au 30 novembre 2009 et du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008, ont été préparés sur une base détachée, c'est-à-dire que les résultats ont été tirés des registres comptables d'Encana et se fondent sur les données antérieures (résultats d'exploitation, actifs et passifs) liées aux activités cédées à Cenovus. Les états financiers consolidés antérieurs comprennent les attributions de certaines charges d'Encana, ainsi que de certains de ses actifs et passifs. De l'avis de la direction, les états financiers détachés antérieurs et les états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements nécessaires afin de présenter fidèlement la situation financière et les résultats d'exploitation ainsi que les flux de trésorerie conformément aux PCGR.

La direction estime que les hypothèses sous-jacentes aux états financiers consolidés antérieurs sont raisonnables. Cependant, étant donné que la société est devenue une entité autonome le 30 novembre 2009 et exerçait auparavant ses activités au sein d'Encana, les états financiers consolidés antérieurs inclus aux présentes ne reflètent pas nécessairement les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie qui auraient été ceux de Cenovus si celle-ci avait été une entité autonome au cours des périodes en question.

Réserves de pétrole et de gaz

Toutes les réserves et ressources de pétrole et de gaz naturel de Cenovus sont évaluées par les ERQI. 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 obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Immobilisations corporelles – Amortissement et épuisement

Les biens de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisés conformément à la note d'orientation de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA ») sur la capitalisation du coût entier dans le secteur pétrolier et gazier. Aux termes de cette note d'orientation, tous les coûts directement liés à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de pétrole brut et de gaz naturel, y compris les coûts internes et les coûts de mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés dans des centres de coûts, pays par pays, et les coûts liés à la production sont passés en charges. Les coûts immobilisés, majorés des coûts estimatifs futurs liés à la mise en valeur, font l'objet de dotations pour amortissement et épuisement selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement. Une révision à la baisse des estimations des quantités des réserves peut se traduire par une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée en résultat.

Dépréciation des actifs

Selon les PCGR, la valeur comptable des biens de pétrole brut et de gaz naturel dans chaque centre de coûts ne doit pas dépasser la valeur recouvrable. La valeur recouvrable correspond au total des flux de trésorerie non actualisés en fonction des réserves prouvées et les prix et coûts estimatifs futurs. Si la valeur comptable d'un centre de coûts est supérieure à sa valeur recouvrable, la perte de valeur est limitée à l'excédent de la valeur comptable sur la somme des éléments suivants :

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

Chaque année, Cenovus soumet également l'écart d'acquisition à un test de dépréciation, dans le cadre duquel la juste valeur de chaque unité d'exploitation est établie puis comparée à sa valeur comptable. Tous les actifs, y compris l'écart d'acquisition, et les passifs d'une unité d'exploitation sont attribués au centre de coûts.

Pour ce qui est des tests de dépréciation ci-dessus, la juste valeur correspond aux flux de trésorerie liés aux biens pétroliers et gaziers en fonction des réserves prouvées et probables et les prix et coûts estimatifs futurs, actualisés à l'aide d'un taux d'intérêt sans risque. Pour estimer les flux de trésorerie futurs, Cenovus est tenu de formuler plusieurs hypothèses et de faire plusieurs estimations, notamment à l'égard des quantités des réserves, des prix des marchandises futurs ainsi que des frais de mise en valeur et des charges d'exploitation. Toute modification des hypothèses, comme des révisions à la baisse à l'égard des réserves, le fléchissement des prix des marchandises ou l'accroissement des frais et des charges, peut entraîner la dépréciation de la valeur comptable d'un actif.

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

Regroupement d'entreprises

Le coût d'acquisition lié aux regroupements d'entreprises et aux acquisitions d'actifs est réparti entre les actifs et passifs acquis sous-jacents en fonction de leur juste valeur estimative au moment de l'acquisition. L'établissement de la juste valeur repose sur l'utilisation d'hypothèses et d'estimations concernant des événements futurs. Le processus de répartition est, par essence, subjectif et a une incidence sur les montants attribués aux actifs et passifs individuellement identifiables. Par conséquent, la répartition du coût d'acquisition aura une incidence directe sur le bénéfice net de Cenovus, du fait essentiellement de l'effet du calcul des taux d'amortissement et d'épuisement ou des tests de dépréciation d'actif.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Cenovus est tenue de comptabiliser un passif au titre de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations (passif OMHS) pour les coûts d'abandon et de remise en état relativement à ses immobilisations corporelles. Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est constatée uniquement s'il existe une obligation juridique afférente à la mise hors service d'un actif corporel à long terme que Cenovus est obligée de régler par suite d'une loi ou d'un règlement en vigueur ou mise en application. Le calcul d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations se fonde sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue et de l'ampleur de la remise en état en fonction des obligations juridiques et réglementaires, des obligations contractuelles et des technologies actuelles. Nombre d'hypothèses sont utilisées dans l'estimation du passif OMHS qui peuvent varier en fonction de l'expérience antérieure. Ces hypothèses comprennent notamment les suivantes : les coûts estimatifs de remise en état des sites de puits productifs, ainsi que des usines et installations de traitement du pétrole brut et du gaz naturel; les taux d'inflation; les taux d'intérêt sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit et le calendrier de mise hors service des immobilisations. À la fin de chaque exercice, Cenovus passe en revue ses hypothèses et estimations et toute modification au passif OMHS est actualisée à l'aide d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit.

Régimes de rémunération

Cenovus a des obligations de paiement envers ses salariés relativement à ses régimes d'options sur actions et autres régimes de rémunération en fonction du rendement. Les obligations prévoient diverses fourchettes d'attribution fondées sur le rendement par rapport à des critères clés établis au préalable. Le coût de ces régimes est passé en charges en fonction des attributions prévues. Toutefois, les montants devant être payés, le cas échéant, peuvent différer des estimations actuelles.

Cenovus a également des obligations de paiement envers ses salariés relativement aux régimes d'options sur actions d'Encana. Le passif financier au titre de ces obligations est comptabilisé à la juste valeur. Par conséquent, les fluctuations de la juste valeur influent sur la charge de rémunération constatée. La juste valeur de l'obligation varie du fait qu'elle se fonde sur des hypothèses concernant le taux d'actualisation sans risque, le rendement de l'action, ainsi que la volatilité du cours de l'action d'Encana.

Gestion des risques

Cenovus conclut divers instruments financiers dérivés en vue de gérer son exposition aux risques liés aux prix des marchandises, au change et aux taux d'intérêt. Ces instruments financiers sont conclus uniquement à des fins de couverture, non à des fins de spéculation. La juste valeur estimative des instruments financiers dérivés est établie à l'aide des modèles et méthodes d'évaluation appropriés. La juste valeur calculée au moyen de modèles d'évaluation requiert l'utilisation d'hypothèses visant le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation. Pour formuler ces hypothèses, Cenovus se fie essentiellement à des données de marchés externes aisément 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 ne correspondent pas nécessairement aux montants qui seront réalisés ou réglés dans le cadre d'opérations au cours du jour, et les écarts peuvent être significatifs.

Impôts sur les bénéfices

Cenovus utilise la méthode du report variable pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, les actifs et passifs d'impôts futurs sont constatés en fonction des incidences fiscales estimatives des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et passifs inscrits dans les états financiers consolidés, et leur valeur fiscale respective établie d'après les taux d'imposition pratiquement en vigueur à la date de clôture. La comptabilisation des impôts est un processus complexe qui exige l'analyse de l'évolution des lois et règlements, notamment en ce qui a trait aux modifications des taux d'imposition, et la formulation de jugements relativement à l'application de la législation fiscale, ainsi que l'estimation du calendrier de résorption des écarts temporaires et de la possibilité de réalisation des actifs fiscaux. Ces interprétations et estimations ont des répercussions considérables sur la charge d'impôts exigibles et futurs et elles auront une incidence directe sur le bénéfice net à l'avenir.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Le 1^{er} janvier 2010, Cenovus a adopté par anticipation le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises » du *Manuel de l'ICCA*, qui remplace le chapitre 1581 du même nom. La nouvelle norme exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge lors d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient évalués à la juste valeur à la date d'acquisition. De plus, les coûts liés à l'acquisition et les coûts de restructuration doivent être constatés séparément du regroupement d'entreprises et comptabilisés dans les résultats. Cette méthode comptable a été appliquée à l'acquisition des installations de terminal portuaire, réalisée le 1^{er} novembre 2010.

Parallèlement à l'adoption anticipée du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA*, la société a aussi été tenue d'adopter par anticipation les chapitres 1601, « États financiers consolidés », et 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle », du *Manuel de l'ICCA* le 1^{er} janvier 2010. Ces chapitres remplacent l'ancienne norme sur les états financiers consolidés du chapitre 1600, « États financiers consolidés », du *Manuel de l'ICCA*. Le chapitre 1601 établit les exigences concernant la préparation des états financiers consolidés, et le chapitre 1602 définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis après un regroupement d'entreprises, de la participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale. En vertu de ce chapitre, les participations ne donnant pas le contrôle doivent être classées comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les composantes des autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation ne donnant pas le contrôle. L'adoption anticipée de ces normes n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Ces normes convergent avec les Normes internationales d'information financière (« IFRS »).

PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

Il n'y a aucune prise de position comptable imminente selon les PCGR, hormis l'exigence d'adopter les IFRS en 2011, comme il est précisé ci-après.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

Cenovus est tenue de présenter ses résultats conformément aux IFRS à compter du trimestre se terminant le 31 mars 2011. La société s'est dotée d'un plan de transition circonstancié qui prévoit la préparation de l'information comparative pour 2010. La société respecte le calendrier prévu pour ce plan et prévoit que l'adoption des IFRS en 2011 n'aura pas une incidence ou une influence importante sur ses affaires, ses activités d'exploitation ou ses stratégies.

Le texte ci-après résume les méthodes comptables de la société et les données relatives au bilan d'ouverture en IFRS, lesquelles ont été communiquées dans les rapports de gestion des périodes antérieures. Il fournit également des renseignements complémentaires concernant les répercussions estimatives des IFRS sur les résultats financiers de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Les résultats financiers en IFRS de Cenovus ne sont pas encore définitifs en raison des facteurs suivants :

- ils doivent être passés en revue par la direction;
- la société continue de suivre l'évolution des IFRS pour déterminer si de nouvelles normes ou des normes modifiées publiées par l'International Accounting Standards Board sont susceptibles de modifier son choix de méthodes comptables;
- les états financiers en IFRS pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 doivent être conformes aux normes en vigueur à cette date; par conséquent, les méthodes comptables en IFRS de Cenovus seront définitivement mises au point uniquement durant la préparation des premiers états financiers annuels en IFRS pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011;
- les résultats ne sont pas audités et sont assujettis à des audits supplémentaires de la part des auditeurs externes de la société.

Incidences significatives des IFRS

Les éléments ci-après seront le plus touchés par l'adoption des IFRS :

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

Immobilisations corporelles en amont

Frais de prospection et d'évaluation

Selon les PCGR, Cenovus capitalisait les frais liés aux projets relatifs à la phase de prospection et d'évaluation. Bien que cette méthode axée sur la capitalisation n'ait pas changé aux termes des IFRS, ces frais seront présentés séparément à titre d'actifs de prospection et d'évaluation, au lieu d'être intégrés aux immobilisations corporelles.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Aux termes des PCGR, les taux d'actualisation utilisés pour estimer le passif au titre de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations (passif OMHS) n'étaient pas mis à jour en fonction des taux d'actualisation de marché actuels, alors qu'aux termes des IFRS le taux d'actualisation est mis à jour à chaque période. Cette différence de méthode comptable n'a eu aucune incidence significative sur le bilan d'ouverture en IFRS de Cenovus ni sur son bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010. En revanche, le passif OMHS au 31 décembre 2010 a augmenté aux termes des IFRS du fait des variations des taux d'actualisation utilisés pour le calculer. L'incidence devrait être inférieure à 200 M\$.

Ajustements au titre de la transition à la date de basculement aux IFRS – 1^{er} janvier 2010

Conformément aux PCGR, Cenovus utilise la capitalisation du coût entier. En revanche, les IFRS ne prévoient aucun traitement comptable correspondant. IFRS 1 (« Première application des Normes internationales d'information financière ») permet aux entreprises qui utilisent la capitalisation du coût entier de répartir la valeur comptable nette des immobilisations corporelles en amont (capitalisation du coût entier) au niveau des unités de comptabilisation lors de la transition aux IFRS à l'aide des données relatives aux réserves. En tenant compte de cette exemption, la société a reclassé le coût des biens non prouvés issus des immobilisations corporelles en amont dans une nouvelle catégorie, soit les actifs de prospection et d'évaluation et a affecté le reliquat du pool d'actifs en amont comptabilisé selon la capitalisation du coût entier aux zones établies selon les IFRS en fonction de la juste valeur relative de chaque zone. La juste valeur a été calculée en utilisant les flux de trésorerie futurs nets estimés générés par les réserves prouvées, actualisés au taux de 10 %, puisque cette approche était jugée convenable pour estimer la juste valeur relative de chaque zone établie selon les IFRS de la société et concordait de plus avec la méthode ayant dû être employée à la création de Cenovus. Le processus de répartition n'a pas eu d'incidence sur la valeur comptable nette des immobilisations corporelles en amont de Cenovus, car aucune dépréciation selon les IFRS n'a été comptabilisée.

Amortissement et épuisement

Selon les PCGR, Cenovus calculait le taux d'amortissement et d'épuisement en fonction des centres de coût par pays. Selon les IFRS, ce taux est calculé à un niveau d'unité de comptabilisation inférieur, ce qui fait en sorte que la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Activités en amont de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 a augmenté de moins de 150 M\$. Cette augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement est essentiellement attribuable à la séparation des réserves à long terme liées aux biens Foster Creek et Christina Lake du reste du pool d'actifs comptabilisé selon la capitalisation du coût entier.

Gains et pertes au titre de désinvestissements

Conformément à la capitalisation du coût entier selon les PCGR, les gains ou les pertes au titre de désinvestissements d'immobilisations corporelles sont inscrits uniquement lorsque la cession a une incidence d'au moins 20 % sur le taux d'amortissement et d'épuisement. Selon les IFRS, la société est tenue de comptabiliser la totalité des gains et des pertes aux désinvestissements de biens en amont. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la société a constaté des gains au titre de désinvestissements de biens pétroliers et gaziers d'environ 125 M\$. Conformément aux PCGR, ces gains ont été portés au crédit du pool d'actifs comptabilisé selon la capitalisation du coût entier et auraient donné lieu à une baisse du taux d'amortissement et d'épuisement selon les PCGR pour les exercices futurs en regard des taux d'amortissement de la société aux termes des IFRS.

Actifs de raffinage

Dans son bilan d'ouverture en IFRS, Cenovus a décidé de ramener la valeur comptable de ses raffineries à leur juste valeur, ce qui a réduit de façon permanente leur valeur comptable d'environ 2,6 G\$ (1,6 G\$ après impôts). En outre, après avoir ramené les raffineries à leur juste valeur, il a été déterminé que l'actif reporté de raffinage, qui était assorti d'une valeur comptable de 121 M\$ au 1^{er} janvier 2010, était entièrement déprécié selon les IFRS. La perte de valeur visant une unité de traitement de raffinage constatée conformément aux PCGR a été réduite aux termes des IFRS du fait du choix de la comptabilisation à la juste valeur de janvier 2010. Ces trois ajustements au titre des IFRS se sont traduits par une baisse inférieure à 150 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Test de dépréciation

En ce qui concerne la première étape pour l'ensemble des tests de dépréciation de Cenovus selon les PCGR (immobilisations corporelles en amont, immobilisations corporelles liées au raffinage et écart d'acquisition), les flux de trésorerie futurs ne sont pas actualisés alors qu'ils le sont aux termes des IFRS. En outre, dans le cas des immobilisations corporelles en amont, le test de dépréciation était exécuté au niveau du centre de coûts par pays, au rebours des IFRS, selon lesquelles il est effectué au niveau inférieur, soit l'unité génératrice de trésorerie. Cette modification de méthode comptable n'a eu aucune incidence sur les immobilisations corporelles en amont, les immobilisations corporelles liées au raffinage ou l'écart d'acquisition.

Rémunération à base d'actions

Aux termes des PCGR, les obligations au titre des paiements en espèces dans le cadre de régimes de rémunération à base d'actions étaient comptabilisées en fonction de la valeur intrinsèque, alors que, selon les IFRS, ces obligations sont comptabilisées à la juste valeur. Même si la valeur comptable à chaque période sera différente selon les IFRS en regard des PCGR, le coût cumulatif sur la durée de vie de l'instrument demeurera inchangé. Cette différence de méthode n'a eu aucune incidence significative sur le bilan d'ouverture en IFRS de Cenovus ou sur son bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Impôt sur les bénéfices

La valeur comptable des soldes d'impôt de Cenovus a été directement touchée par les effets sur l'impôt des modifications de méthodes comptables. Le passif d'impôt futur présenté dans le bilan d'ouverture en IFRS de la société a été réduit d'environ 1,0 G\$ essentiellement du fait du choix de la comptabilisation à la juste valeur en ce qui concerne les raffineries de Cenovus. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la charge d'impôt s'est accrue principalement en raison des effets sur l'impôt de la constatation de gains au titre des désinvestissements d'immobilisations corporelles.

Résumé des incidences des IFRS au 31 décembre 2010

L'incidence nette des ajustements significatifs susmentionnés est une augmentation du bénéfice net, surtout en raison du gain au titre du désinvestissement de biens pétroliers et gaziers. Dans l'ensemble, les autres ajustements au titre des IFRS ne sont pas significatifs. Au total, Cenovus estime que l'augmentation du bénéfice net selon les IFRS pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 est inférieure à 120 M\$.

Les effets les plus significatifs sur le bilan de Cenovus au 31 décembre 2010 sont les suivants :

- baisse d'environ 2,2 G\$ des immobilisations corporelles;
- reclassement d'environ 0,7 G\$ d'immobilisations corporelles dans les actifs de prospection et d'évaluation;
- baisse d'environ 0,1 G\$ des autres actifs;
- augmentation d'environ 0,2 G\$ des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
- baisse d'environ 0,9 G\$ des impôts sur les bénéfices futurs;
- baisse d'environ 1,6 G\$ des capitaux propres.

Ces variations du bilan ont accru le ratio dette/capitaux permanents au 31 décembre 2010, qui est passé de 26 % à 29 %, ce qui demeure inférieur à la fourchette cible de 30 % à 40 %.

En ce qui concerne l'état des flux de trésorerie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les ajustements au titre des IFRS n'ont pas eu d'effet significatif sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement ou les flux de trésorerie liés aux activités de financement. De plus, les ajustements au titre des IFRS n'ont pas eu d'effet significatif sur les flux de trésorerie, mesure hors PCGR définie plus haut dans le présent rapport de gestion.

Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information

Au quatrième trimestre de 2010, Cenovus a mis à jour la documentation sur les contrôles internes visant les processus de présentation de l'information financière externe, notamment les contrôles et procédures visant l'information à fournir. La société ne s'attend pas à ce que le basculement aux IFRS ait des répercussions significatives sur ses procédés de contrôles internes.

Expertise en matière d'information financière

En ce qui concerne les compétences financières, d'autres séances de formation interne sur les IFRS ont été données au quatrième trimestre de 2010. Ces séances de formation se poursuivront en 2011 pour toutes les équipes chargées des finances pour veiller à ce que l'ensemble du personnel de Cenovus connaisse à fond les IFRS. La formation des parties prenantes externes continuera également, principalement par la présentation et l'explication des ajustements significatifs attribuables au passage des PCGR aux IFRS.

PERSPECTIVES

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

- Une forte croissance de la production relative à la division 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 de nouvelles zones de ressources, 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 oeuvre des ressources de la société en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication à faible coût.
- Une position de chef de file dans la mise en valeur de projets de la division Sables bitumineux 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 une performance environnementale de pointe et au dialogue constructif avec les parties prenantes.

- La croissance financée essentiellement en interne grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés principalement des actifs établis de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi qu'au montant inutilisé des facilités d'emprunt permettant de prélever des fonds supplémentaires au besoin, outre le produit découlant de la stratégie continue de gestion du portefeuille visant le désinvestissement d'actifs pétroliers et gaziers non essentiels.
- Le maintien d'un profil de risque faible grâce à l'intégration des activités gazières et de raffinage ainsi qu'une stratégie de couverture cohérente.
- Le maintien d'un dividende significatif.

Cenovus s'attend à ce que la demande mondiale de pétrole continue de croître, ce qui devrait contribuer à la vitalité continue du WTI. La société croit que l'écart entre le brut léger et le brut lourd, que représentent les prix du pétrole brut WCS, suivra de près les courbes historiques en raison des perturbations touchant le transport par pipeline et du fait que la croissance des stocks de pétrole brut canadien précède la mise en service de la nouvelle capacité de cokéfaction et du transport par pipeline jusqu'au golfe du Mexique. Une fois que la nouvelle capacité de raffinage et de transport par pipelines est en place, le WCS devrait se raffermir. Si les problèmes liés au transport par pipeline et à la répartition qui sont survenus au second semestre de 2010 persistent, Cenovus prévoit que l'écart entre le brut léger et le brut lourd s'amplifiera en 2011, facteur qui aurait un effet favorable sur ses résultats financiers liés aux activités de raffinage. Ces facteurs seront atténués par les prévisions de prix relativement faibles pour le gaz naturel et les marges de raffinage, même si les marges de raffinage profiteront de toute congestion à court terme sur les marchés intérieurs. Les principaux enjeux que la société se doit de gérer avec sagacité pour favoriser sa croissance sont la volatilité des prix des marchandises, 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 de Cenovus en 2010, se reporter aux rubriques portant sur la gestion des risques du présent rapport de gestion et de la notice annuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Cenovus s'attend à ce que son programme d'immobilisations de 2011 soit financé essentiellement par les flux de trésorerie ainsi que le montant inutilisé des facilités d'emprunt permettant de mobiliser des fonds supplémentaires au besoin. Elle prévoit également procéder au désinvestissement de certains actifs non essentiels en 2011 moyennant un produit de 300 M\$ à 500 M\$. Ses actifs liés au pétrole brut et au gaz naturel classiques en Alberta et en Saskatchewan jouent un rôle crucial dans la génération de flux de trésorerie disponibles pour accroître la production liée aux sables bitumineux. Le plan d'affaires décennal de la société précise comment elle entend atteindre une production nette liée aux sables bitumineux de 300 000 b/j d'ici à la fin de 2019. Pour parvenir à ses fins, Cenovus compte poursuivre l'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, outre qu'elle prévoit entreprendre de nouveaux projets à Narrows Lake, à Grand Rapids et à Telephone Lake.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, Cenovus a pris des mesures de réduction du risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises. Bien qu'elle ait tiré parti de cette stratégie dans le passé, rien ne garantit que ce sera toujours le cas.

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 rapport de gestion 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 rapport de gestion 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, des résultats d'exploitation et résultats financiers projetés, des dépenses en immobilisations prévues, de la production future attendue, notamment en ce qui concerne le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci, les frais de découverte et de mise en valeur prévus, les réserves prévues et les estimations de ressources éventuelles et prometteuses, les dividendes éventuels et la stratégie de croissance des dividendes, les échéanciers prévus en ce qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, les prix des marchandises projetés, l'utilisation et le développement futurs de la technologie et 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 en immobilisations 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; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés à l'exploitation 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'accès de la société à diverses sources de capital; 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 de la dette sur les flux de trésorerie souhaitable, la capacité de Cenovus de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; l'efficacité des stratégies de couverture; 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 fabrication, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques aux deux raffineries; 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 terminé le 31 décembre 2010, aux adresses www.sedar.com, www.sec.gov et www.cenovus.com.

INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Les estimations de ressources éventuelles et prometteuses de bitume ont été préparées en date du 31 décembre 2010 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 pétrole 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.
- 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 2010, laquelle est conforme au Règlement 51-101.
- Les ressources prometteuses sont les quantités de pétrole 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 2010, à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la société au www.cenovus.com.

CONVERSION DES UNITÉS DE MESURE DU PÉTROLE BRUT, DES LGN ET DU GAZ NATUREL

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole (« bep »), à raison de 6 Kpi³ pour un baril. L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas une équivalence valable à la tête du puits.

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 |
| bep | baril d'équivalent pétrole |
| bep/j | baril d'équivalent pétrole par jour |
| WTI | West Texas Intermediate |
| WCS | Western Canada Select |

Gaz naturel

| | |
|---------------------|---|
| kpi ³ | millier de pieds cubes |
| Mpi ³ | million de pieds cubes |
| Mpi ³ /j | million de pieds cubes par jour |
| Gpi ³ | milliard de pieds cubes |
| MBtu | million d'unités thermales britanniques |
| gj | gigajoule |
| MH | méthane de houillère |

L'arrangement s'entend du début des activités indépendantes de Cenovus le 1^{er} décembre 2009 à la suite d'une entente conclue avec Encana afin de constituer deux sociétés ouvertes indépendantes du secteur de l'énergie.

MESURES HORS PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation, le BAIIA ajusté, la dette et les capitaux permanents, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les PCGR 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 PCGR. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans le présent rapport de gestion.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

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 Energy Inc., notamment en consultant sa notice annuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la société au www.cenovus.com.