



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion pour la période terminée le 30 septembre 2010 (en dollars canadiens)

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 27 octobre 2010, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés pour la période terminée le 30 septembre 2010 (les « états financiers consolidés intermédiaires »), ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (les « états financiers consolidés ») et la circulaire d'information d'Encana Corporation (« Encana ») relative à l'arrangement visant Cenovus Energy Inc. (la « circulaire d'information ») datée du 20 octobre 2009. Le présent rapport contient de l'information prospective fondée sur les prévisions et les projections actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les principaux facteurs et les principales hypothèses sous-jacents à cette information prospective, 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 de vérification du conseil d'administration (le « conseil ») approuve les rapports de gestion intermédiaires. En revanche, c'est le conseil qui approuve le rapport de gestion annuel.

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

Certains termes employés dans le présent document sont définis à la rubrique « Mise en garde », qui figure à la fin du présent rapport.

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|----|
| INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY | 2 |
| APERÇU DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2010 | 4 |
| INFORMATION FINANCIÈRE | 7 |
| RÉSULTATS D'EXPLOITATION | 14 |
| RÉSULTATS DES DIVISIONS | 16 |
| DIVISION PÉTROLIÈRE INTÉGRÉE | 16 |
| DIVISION PLAINES CANADIENNES | 21 |
| ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS | 27 |
| SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT | 30 |
| GESTION DES RISQUES | 32 |
| CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS | 34 |
| PERSPECTIVES | 37 |
| MISE EN GARDE | 38 |
| ABRÉVIATIONS | 40 |

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Au 30 septembre 2010, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 22 G\$. Au troisième trimestre de 2010, la production de Cenovus a atteint 251 067 bep/j. L'exploitation de Cenovus regroupe des projets de sables pétrolifères dans le nord de l'Alberta, notamment Foster Creek et Christina Lake. Ces 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. 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 (« CO₂ »). La Société exerce également des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel 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 carburacteur, 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 des projets de sables pétrolifères à Foster Creek et à Christina 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 pétrolifères à faible coût. Parallèlement, ses activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel 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 pétrolifères. 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 la vaste zone qu'elle détient dans la région d'Athabasca dans le nord-est de l'Alberta. Outre les projets de sables pétrolifères de Foster Creek et de Christina Lake, la Société possède actuellement trois biens nouveaux dans cette zone, soit Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake.

Par le truchement de sa participation dans FCCL Partnership, Cenovus détient une participation de 50 % dans le bien Narrows Lake qui est situé dans la grande région de Christina Lake. Au premier trimestre de 2010, la Société a déclenché le processus d'autorisation réglementaire pour Narrows Lake en déposant un projet de protocole d'évaluation des incidences environnementales (« 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. Le projet devrait être mis en production en 2016 et vise une capacité de production brute maximale de 130 000 b/j en trois phases, la première devant accroître la capacité de production d'environ 40 000 b/j.

Au deuxième trimestre de 2010, la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (« CERE ») de l'Alberta a approuvé le début des travaux relativement au projet pilote de Grand Rapids que la Société détient en propriété exclusive et qui est situé dans la grande région de Pelican Lake. Le forage d'un puits DGMV jumelé est achevé et la construction des installations connexes est en cours. La Société attend actuellement l'autorisation d'Alberta Environnement pour démarrer ce projet pilote. Si celui-ci s'avère fructueux, Cenovus compte alors déposer une demande d'autorisation réglementaire visant l'exploitation commerciale assortie d'une capacité de production de 180 000 b/j d'ici la fin de 2011.

La Société détient en propriété exclusive un intérêt économique direct dans le bien Telephone Lake, dans la grande région de Borealis. Une demande et EIE conjointes ont été déposées auprès de la CERE et d'Alberta Environnement relativement à la mise en valeur du bien, notamment la construction d'une usine dotée d'une capacité de production 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 pétrolifères qu'elle possède, dont la majeure partie est sous-exploitée. En avril et en juin, la Société a publié des communiqués fournissant des renseignements plus détaillés sur ses ressources éventuelles économiques de bitume et le bitume en place initialement afin que les investisseurs puissent avoir une meilleure idée de ses actifs de sables pétrolifères. 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. Le plan d'affaires décennal de Cenovus consiste à accroître la production nette issue des sables pétrolifères jusqu'à 300 000 b/j d'ici la fin de 2019. La croissance devrait être financée à l'interne à l'aide des flux de trésorerie que produisent les activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel de la Société, 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 naturelle à l'égard du gaz utilisé comme combustible dans ses activités en amont et en aval. 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 pétrolifères. 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 décrite dans le présent rapport, Cenovus continuera de verser des dividendes significatifs, soit à l'heure actuelle 0,20 \$ par action chaque trimestre, pour assurer un solide rendement global à long terme pour les actionnaires.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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

- La division **Activités pétrolières intégrées**, qui regroupe la totalité des actifs liés aux activités pétrolières intégrées en amont et en aval avec le coentrepreneur de la Société, ainsi que d'autres participations liées au bitume et les actifs de gaz naturel d'Athabasca. La division Activités pétrolières intégrées possède des actifs aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, notamment deux importants projets de sables pétrolifères : i) Foster Creek et ii) Christina Lake; et deux raffineries : i) Wood River et ii) Borger.
- La division **Plaines canadiennes**, qui réunit les actifs établis de mise en valeur liés au pétrole brut et au gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, notamment deux biens pétroliers importants : i) Weyburn et ii) Pelican Lake; ainsi que les biens pétroliers et gaziers du sud de l'Alberta. De plus, cette division commercialise le pétrole brut et le gaz naturel de Cenovus, ainsi que l'achat et la vente de produits de tiers qui accordent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

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

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

APERÇU DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2010

Les principaux faits saillants sur les plans opérationnel et financier du troisième trimestre de 2010 par rapport au troisième trimestre de 2009 sont présentés ci-dessous :

- la production des projets de sables pétrolifères de Foster Creek et de Christina Lake a augmenté de 25 %;
- les produits nets ont crû de 4 %;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en amont ont diminué de 347 M\$ par suite de la baisse des volumes du gaz naturel et des prix obtenus connexes, ainsi que de la diminution des prix obtenus à l'égard du pétrole brut, en partie contrebalancées par une hausse des volumes du pétrole brut. L'incidence des opérations de couverture réalisées sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en amont s'est traduite par un gain de 86 M\$ contre un gain de 337 M\$ en 2009;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités de raffinage en aval ont régressé de 127 M\$ en raison de la hausse des coûts des produits achetés par baril de pétrole brut et d'une utilisation moindre de ce dernier par suite d'une révision prévue, d'une panne d'électricité et de travaux d'entretien imprévus;
- les flux de trésorerie ont baissé de 415 M\$, principalement du fait du fléchissement des prix obtenus à l'égard du gaz naturel et de la contraction des flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités de raffinage en aval;
- le bénéfice d'exploitation a reculé de 268 M\$ par suite essentiellement de la baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation;

- la Société a déclaré et versé des dividendes de 150 M\$ (0,20 \$ par action) au troisième trimestre de 2010.

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 61 M\$ après impôts au cours du trimestre considéré (143 M\$ depuis le début de l'exercice) 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 les instruments de couverture sur le gaz naturel en 2010 ont été conclus en fonction de prix d'environ 6,00 \$ le Mpi³, comparativement à ceux de 2009, qui ont été conclus en fonction de prix d'environ 9,00 \$ le Mpi³ en 2008. Pour de plus amples renseignements sur les prix liés aux opérations de couverture réalisées de Cenovus, se reporter à la sous-rubrique « Prix nets liés à l'exploitation » à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport.

Au troisième trimestre de 2010, 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 de Foster Creek de 120 000 b/j, niveau actuel, à 210 000 b/j. La prochaine étape sera l'approbation définitive des partenaires relativement à l'expansion au complet. 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 d'au plus 12 mois. En ce qui concerne les deux autres phases, la mise en production est prévue pour 2016-2017.

La construction des phases d'expansion de Christina Lake se poursuit, les phases C et D devant chacune accroître la capacité de production de 40 000 b/j. La phase C devrait être mise en production au second semestre de 2011 alors que la phase D devrait démarrer en 2013. Ces phases d'expansion devraient porter la capacité de production de Christina Lake à 98 000 b/j en 2013.

À la fin du troisième trimestre, l'état d'avancement du projet CORE s'établissait à environ 87 %. 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 50 %). 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 50 %), soit 10 % de plus que les projections initiales.

Au troisième trimestre, Cenovus a poursuivi son programme de désinvestissement et a vendu certains actifs non essentiels dans le sud-est de l'Alberta et dans le sud-ouest de la Saskatchewan pour un produit net de 159 M\$.

Durant l'exercice, des situations météorologiques inhabituelles touchant les régions d'exploitation de la Société, notamment un été très pluvieux, ont restreint l'accès. C'est pourquoi le programme d'immobilisations des 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 prévus, les niveaux de production eux restent conformes aux prévisions.

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 référence moyens¹⁾

| | Périodes de neuf mois terminées les | | T3 2010 | T2 2010 | T1 2010 | T4 2009 | T3 2009 | T2 2009 | T1 2009 | T4 2008 | T3 2008 |
|---|--|-------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 30 septembre | | | | | | | | | | |
| | 2010 | 2009 | | | | | | | | | |
| Prix du pétrole brut (\$ US/b) | | | | | | | | | | | |
| West Texas Intermediate (WTI) | 77,69 | 57,32 | 76,21 | 78,05 | 78,88 | 76,13 | 68,24 | 59,79 | 43,31 | 59,08 | 118,22 |
| Western Canadian Select (WCS) | 64,76 | 48,47 | 60,56 | 63,96 | 69,84 | 64,01 | 58,06 | 52,37 | 34,38 | 39,95 | 100,22 |
| Écart WTI/WCS | 12,93 | 8,85 | 15,65 | 14,09 | 9,04 | 12,12 | 10,18 | 7,42 | 8,93 | 19,13 | 18,00 |
| WCS exprimé en % du WTI | 83 % | 85 % | 79 % | 82 % | 89 % | 84 % | 85 % | 88 % | 79 % | 68 % | 85 % |
| Condensats (C5 à Edmonton) | 80,76 | 56,91 | 74,53 | 82,87 | 84,98 | 74,42 | 65,76 | 58,07 | 46,26 | 57,02 | 121,17 |
| Écart WTI/condensats – (écart positif)/écart négatif | (3,07) | 0,41 | 1,68 | (4,82) | (6,10) | 1,71 | 2,48 | 1,72 | (2,95) | 2,06 | (2,95) |
| Marge de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾ (\$ US/b) | | | | | | | | | | | |
| Chicago | 9,35 | 9,72 | 10,34 | 11,60 | 6,11 | 5,00 | 8,48 | 10,95 | 9,75 | 6,31 | 17,29 |
| Midwest Combined (« groupe 3 ») | 9,60 | 8,95 | 10,60 | 11,38 | 6,82 | 5,52 | 8,06 | 9,16 | 9,62 | 6,00 | 14,38 |
| Prix du gaz naturel | | | | | | | | | | | |
| Prix AECO (\$ CA/GJ) | 4,09 | 3,89 | 3,52 | 3,66 | 5,08 | 4,01 | 2,87 | 3,47 | 5,34 | 6,43 | 8,76 |
| Prix NYMEX (\$ US/Mbtu) | 4,59 | 3,92 | 4,38 | 4,09 | 5,30 | 4,17 | 3,39 | 3,50 | 4,89 | 6,94 | 10,24 |
| Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/Mbtu) | 0,43 | 0,47 | 0,78 | 0,32 | 0,19 | 0,19 | 0,67 | 0,39 | 0,35 | 1,10 | 1,28 |
| Taux de change moyen | | | | | | | | | | | |
| Moyenne du taux de change du dollar US par rapport au dollar CA | 0,966 | 0,855 | 0,962 | 0,973 | 0,961 | 0,947 | 0,911 | 0,857 | 0,803 | 0,825 | 0,961 |

- 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.
- 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.

Alors qu'il se chiffrait à 75,63 \$ US le baril au début du troisième trimestre, le prix de référence au comptant du WTI a entamé au cours de juillet une ascension qui l'a mené à un pic de 82,52 \$ US le baril au début d'août, avant de glisser à un prix de clôture au comptant de 79,97 \$ US le baril à la fin de septembre en raison de rapports faisant état de l'affaiblissement de l'économie et de l'accroissement des stocks de pétrole brut et de produits aux États-Unis. En moyenne, le WTI s'est établi à 76,21 \$ US le baril au troisième trimestre de 2010, soit un léger fléchissement par rapport aux deux premiers trimestres de 2010 mais une hausse d'environ 12 % par rapport au trimestre correspondant de 2009. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, le WTI a enregistré en moyenne une hausse de 36 % sur la période correspondante de 2009, en raison de la demande accrue de pétrole brut dans le monde, surtout de la part des pays en développement, et de l'incidence des réductions de production significatives décrétées par l'OPEP.

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'écart négatif par rapport au WTI au cours des trois premiers trimestres de 2010 s'est établi en moyenne à 12,93 \$ US le baril, soit environ 17 % du WTI. L'amplification de l'écart entre le WTI et le WCS au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice est principalement imputable aux perturbations ayant affecté le transport par pipeline du pétrole brut de l'Alberta aux raffineries du Midwest américain pendant le troisième trimestre. Ce facteur a provoqué l'accroissement des stocks de WCS, phénomène qui a comprimé le prix de celui-ci. Parallèlement à ce facteur, le prix du WTI est demeuré relativement stable, ce qui a porté l'écart à 31,00 \$ US le baril. À la fin de septembre, lorsque l'exploitation des pipelines est revenue à la normale, l'écart s'est rétréci pour atteindre environ 15,00 \$ 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 condensats/WTI indiqué ci-dessus correspond au prix de référence des condensats par rapport au prix du WTI. Le coût des achats de condensats a une incidence aussi bien sur les produits que sur les frais de transport et de vente. 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.

Le prix du WTI est également une référence importante puisqu'il sert au calcul des redevances des projets de sables pétrolifères de Cenovus une fois récupérés les coûts connexes.

Les marges de craquage de référence au troisième trimestre de 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 au cours de la saison de la conduite estivale en Amérique du Nord.

Au troisième trimestre de 2010, les cours du gaz naturel sur le NYMEX ont augmenté par rapport au troisième trimestre de 2009, principalement du fait de l'augmentation de la consommation d'électricité attribuable à la saison estivale très chaude aux États-Unis. La demande de gaz naturel dans le secteur industriel aux États-Unis a également progressé en 2010. Les volumes de gaz naturel en stocks en 2010 ont chuté par rapport à la période correspondante de 2009 mais demeurent supérieurs à la moyenne quinquennale, facteur qui réduit les prix de marché du gaz naturel.

En 2010, le dollar canadien s'est affermi par rapport au dollar américain. L'appréciation du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet néfaste sur les produits 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 plus-value du dollar canadien comprime les résultats du secteur Raffinage en aval de la Société puisque la monnaie de fonctionnement de celui-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 au troisième trimestre se sont établis à 61 M\$ après impôts (143 M\$ depuis le début de l'exercice). Pour de plus amples renseignements sur le programme de couverture de Cenovus, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires. En outre, pour de plus amples renseignements sur la sensibilité des résultats financiers de 2010 de la Société par rapport aux variations de divers prix de référence, se reporter au document d'information de Cenovus de 2010 (*2010 Corporate Guidance*), mis à jour le 28 octobre 2010, sur son site Web au www.cenovus.com.

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. 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) | Périodes de neuf mois terminées les | | | | | | | | | | |
|---|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | 30 septembre | | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2010 | 2010 | 2009 | 2009 | 2009 | 2009 | 2008 | 2008 |
| Produits nets | 9 801 | 8 512 | 3 115 | 3 195 | 3 491 | 3 005 | 3 001 | 2 818 | 2 693 | 3 946 | 5 753 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation ¹⁾ | 2 163 | 3 235 | 660 | 665 | 838 | 954 | 1 134 | 1 173 | 928 | 121 | 1 176 |
| Flux de trésorerie ¹⁾ | 1 767 | 2 610 | 509 | 537 | 721 | 235 | 924 | 945 | 741 | (209) | 1 161 |
| - par action – résultat dilué ²⁾ | 2,35 | 3,48 | 0,68 | 0,71 | 0,96 | 0,31 | 1,23 | 1,26 | 0,99 | (0,28) | 1,54 |
| Bénéfice d'exploitation ¹⁾ | 654 | 1 353 | 159 | 142 | 353 | 169 | 427 | 512 | 414 | (159) | 623 |
| - par action – résultat dilué ²⁾ | 0,87 | 1,80 | 0,21 | 0,19 | 0,47 | 0,23 | 0,57 | 0,68 | 0,55 | (0,21) | 0,82 |
| Bénéfice net | 920 | 776 | 223 | 172 | 525 | 42 | 101 | 160 | 515 | 490 | 1 341 |
| - par action – résultat de base ²⁾ | 1,22 | 1,03 | 0,30 | 0,23 | 0,70 | 0,06 | 0,13 | 0,21 | 0,69 | 0,65 | 1,79 |
| - par action – résultat dilué ²⁾ | 1,22 | 1,03 | 0,30 | 0,23 | 0,70 | 0,06 | 0,13 | 0,21 | 0,69 | 0,65 | 1,78 |
| Dépenses en immobilisations | 1 403 | 1 655 | 480 | 430 | 493 | 507 | 515 | 488 | 652 | 760 | 487 |
| Flux de trésorerie disponibles ¹⁾ | 364 | 955 | 29 | 107 | 228 | (272) | 409 | 457 | 89 | (969) | 674 |
| Dividendes en espèces ³⁾ | 450 | - | 150 | 150 | 150 | 159 | - | - | - | - | - |

1) Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport.

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 du plan d'arrangement (« l'arrangement »), aux termes duquel les actionnaires d'Encana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une action ordinaire de la nouvelle société Encana.

3) Cenovus a déclaré et versé un dividende de 0,20 \$ par action à chacun des trois premiers trimestres de 2010 et de 0,20 \$ US par action au quatrième trimestre de 2009. Le dividende du quatrième trimestre de 2009 tient compte d'un montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

VARIATION DES PRODUITS

| (en millions de dollars) | | Trimestre terminé le 30 septembre | Période de neuf mois terminée le 30 septembre |
|--|------------------------------------|---|---|
| Produits nets des périodes terminées le 30 septembre 2009 | | 3 001 \$ | 8 512 \$ |
| Augmentation (diminution) attribuable aux activités suivantes : | | | |
| Canada en amont | Prix | 26 | 374 |
| | Opérations de couverture réalisées | (250) | (793) |
| | Volume | (49) | 12 |
| | Redevances | (28) | (166) |
| | Autres ¹⁾ | 168 | 741 |
| Raffinage en aval | | (182) | 266 |
| Activités non sectorielles et éliminations | Opérations de couverture latentes | 415 | 865 |
| | Autres | 14 | (10) |
| Produits nets des périodes terminées le 30 septembre 2010 | | 3 115 \$ | 9 801 \$ |

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 vente.

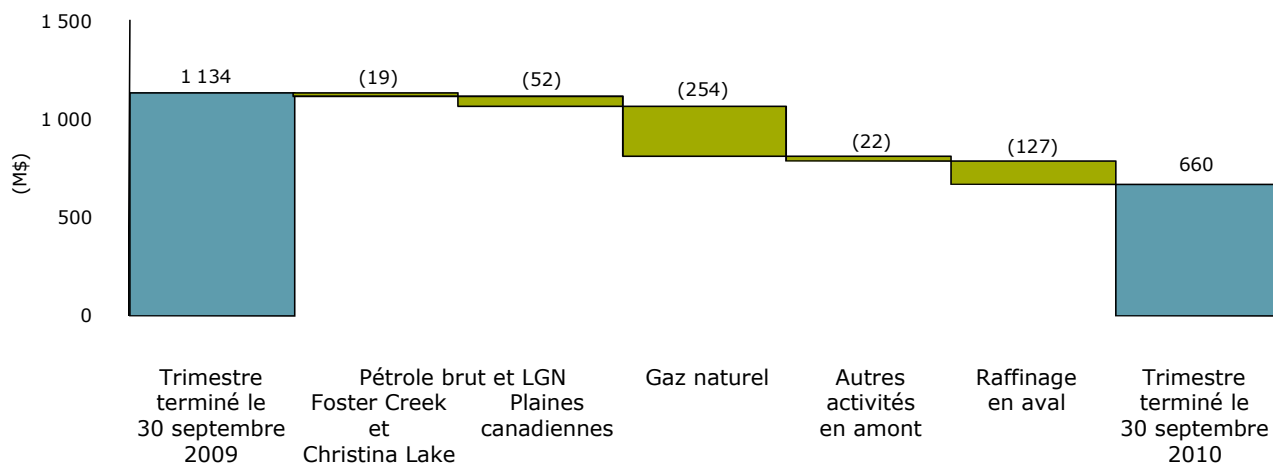
Au troisième trimestre de 2010 et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les produits nets du secteur Canada en amont ont augmenté, par suite essentiellement de la hausse des volumes de production du pétrole brut, en partie contrebalancée par le recul des volumes et des prix obtenus pour le gaz naturel, ainsi que la hausse des redevances. Les produits nets depuis le début de l'exercice ont également progressé du fait de la hausse des prix obtenus pour le pétrole. Au troisième trimestre, les produits nets tirés du raffinage en aval ont fléchi en raison de la contraction des volumes attribuables à une révision prévue, à une panne d'électricité et aux travaux d'entretien imprévus, alors que les produits nets depuis le début de l'exercice ont crû du fait de l'augmentation des prix des produits raffinés. Les gains de couverture latents ont également contribué à la hausse des produits nets au troisième trimestre et pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010. Pour de plus amples renseignements sur les produits nets de Cenovus, se reporter aux rubriques « Résultats des divisions » et « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS À L'EXPLOITATION

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|----------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Pétrole brut et LGN | | | | |
| Foster Creek et Christina Lake | 179 \$ | 198 \$ | 570 \$ | 431 \$ |
| Plaines canadiennes | 262 | 314 | 805 | 768 |
| Gaz naturel | 246 | 500 | 828 | 1 649 |
| Autres activités en amont | 5 | 27 | 22 | 41 |
| | 692 | 1 039 | 2 225 | 2 889 |
| Raffinage en aval | (32) | 95 | (62) | 346 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 660 \$ | 1 134 \$ | 2 163 \$ | 3 235 \$ |

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 vente, ainsi que des charges d'exploitation et des coûts des produits achetés. Cette mesure permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la Société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'une période à l'autre. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ne tiennent pas compte des gains et des pertes latents de couverture qui sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

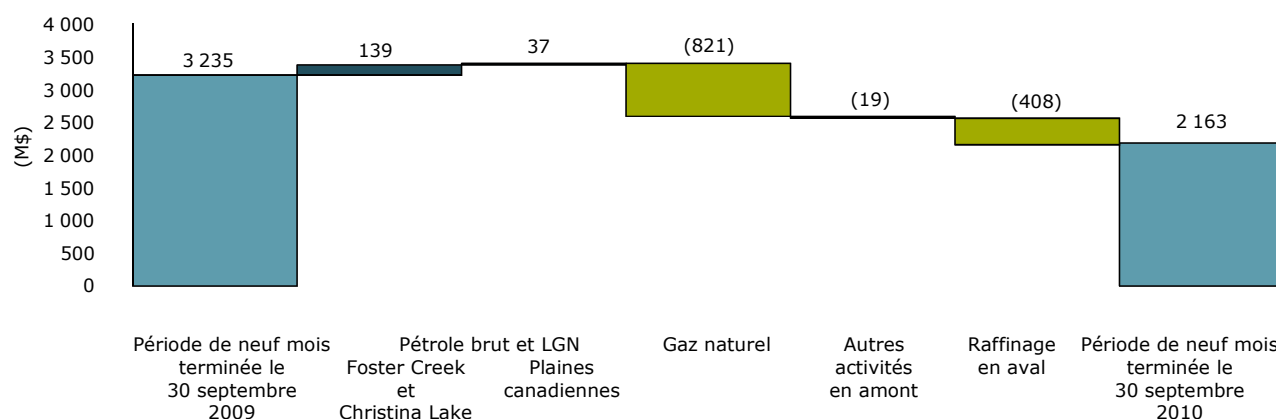
Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2010 et 2009



Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont régressé de 474 M\$ au troisième trimestre de 2010, en raison principalement de la baisse de 254 M\$ liée au gaz naturel, laquelle tient au fléchissement des prix obtenus et à la contraction des volumes de gaz naturel.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation du secteur Raffinage en aval ont glissé de 127 M\$, essentiellement en raison de la hausse des coûts des produits achetés par baril de pétrole brut et d'une utilisation moindre de ce dernier, par suite d'une révision prévue, d'une panne d'électricité et de travaux d'entretien imprévus. La baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation s'explique également par le recul des prix nets du pétrole brut du fait de l'accroissement des volumes de production atténué par la chute des prix obtenus, la hausse des redevances et l'augmentation des charges d'exploitation. Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant cette baisse, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009



Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 ont reculé de 1 072 M\$ surtout du fait de la baisse de 821 M\$ liée au gaz naturel, laquelle tient au fléchissement des prix obtenus et à la contraction des volumes de gaz naturel.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation du secteur Raffinage en aval ont glissé de 408 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, de travaux d'entretien imprévus et de l'optimisation des activités de raffinage. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation tiennent également compte des améliorations touchant le pétrole brut du fait de l'accroissement des volumes de production et des prix obtenus connexes qui a été atténué en partie par la hausse des redevances. Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant cette baisse, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

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) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|--------------------------------------|---------------|--|-----------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 645 \$ | 1 414 \$ | 1 936 \$ | 2 889 \$ |
| (Ajouter) déduire : | | | | |
| Variation nette des autres actifs et des autres passifs | (13) | (3) | (41) | (12) |
| Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement | 149 | 493 | 210 | 291 |
| Flux de trésorerie | 509 \$ | 924 \$ | 1 767 \$ | 2 610 \$ |

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2010 et 2009

Au troisième trimestre de 2010, les flux de trésorerie de Cenovus ont reculé de 415 M\$, la baisse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu de l'incidence des couvertures, a fléchi de 37 %, passant de 7,55 \$ le kpi³ à 4,77 \$ le kpi³;
- les flux de trésorerie liés aux activités de raffinage en aval ont baissé de 127 M\$;
- les redevances ont augmenté de 28 M\$ à la suite essentiellement de l'exigibilité de versements dans le cas de Foster Creek du fait de la récupération des coûts du projet et de la hausse des prix du WTI utilisés pour le calcul des redevances;
- la perte de change réalisée s'est chiffrée à 14 M\$ en 2010 en regard d'un gain de 14 M\$ en 2009;
- le prix moyen obtenu pour les liquides, compte tenu des opérations de couverture, s'est établi à 61,81 \$ le baril, en baisse de 3 % par rapport à 63,84 \$ le baril;

- la production de gaz naturel a fléchi de 11 %;
- les charges d'exploitation liées au pétrole brut et aux LGN ont augmenté parallèlement à la hausse de la production;
- le montant net des intérêts débiteurs a augmenté de 15 M\$.

La baisse des flux de trésorerie du troisième trimestre de 2010 a été en partie atténuée par les facteurs suivants :

- la charge d'impôts exigibles a diminué de 107 M\$, à la suite d'une baisse des gains de couverture réalisés et des réclamations utilisées à partir des catégories fiscales que Cenovus avait obtenues à la suite de l'arrangement;
- les volumes de production de pétrole brut et de LGN ont progressé de 1 %.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les flux de trésorerie de Cenovus ont reculé de 843 M\$, la baisse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu de l'incidence des couvertures, a fléchi de 37 %, passant de 8,19 \$ le kpi³ à 5,19 \$ le kpi³;
- les flux de trésorerie liés aux activités de raffinage en aval ont baissé de 408 M\$;
- les redevances ont augmenté de 166 M\$ à la suite essentiellement de l'exigibilité de versements dans le cas de Foster Creek du fait de la récupération des coûts du projet et de la hausse des prix du pétrole brut;
- la production de gaz naturel a fléchi de 11 %;
- les charges d'exploitation liées au pétrole brut et aux LGN ont augmenté parallèlement à la hausse de la production;
- les frais généraux et frais d'administration ainsi que le montant net des intérêts débiteurs ont augmenté de 62 M\$;
- la perte de change réalisée s'est chiffrée à 16 M\$ en regard d'un gain de 30 M\$ en 2009.

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

- la charge d'impôts exigibles a diminué de 326 M\$, à la suite essentiellement d'une baisse des gains de couverture réalisés et des réclamations utilisées à partir des catégories fiscales que Cenovus avait obtenues à la suite de l'arrangement;
- le prix de vente moyen obtenus pour les liquides, compte tenu des opérations de couverture, s'est établi à 62,97 \$ le baril, en hausse de 13 % par rapport à 55,88 \$ le baril;
- les volumes de production de pétrole brut et de LGN ont progressé de 8 %.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les | | Périodes de neuf mois | |
|---|-------------------------|---------------|-----------------------|-----------------|
| | 30 septembre | 2009 | terminées les | 30 septembre |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Bénéfice net | 223 \$ | 101 \$ | 920 \$ | 776 \$ |
| (Ajouter) déduire : | | | | |
| Gain (perte) comptable latent, évalué à la valeur de marché, après impôts ¹⁾ | 45 | (252) | 231 | (402) |
| Gain (perte) de change hors exploitation après impôts ²⁾ | 19 | (74) | 35 | (175) |
| Bénéfice d'exploitation | 159 \$ | 427 \$ | 654 \$ | 1 353 \$ |

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) Gains (pertes) de change latents, après impôts, à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, gains (pertes) de change réalisés, après impôts, au règlement d'opérations intersociétés et 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 des gains ou des pertes après impôts sur les activités abandonnées, 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 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 le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 en regard de 2009 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.

VARIATION DU BÉNÉFICE NET

| (en millions de dollars) | Trimestre terminé le 30 septembre | Période de neuf mois terminée le 30 septembre |
|--|---|---|
| Bénéfice net pour les périodes terminées le 30 septembre 2009 | 101 \$ | 776 \$ |
| Augmentation (diminution) relative aux éléments suivants : | | |
| Produits nets | 114 | 1 289 |
| Charges : | | |
| Transport et vente | (19) | (251) |
| Produits achetés | (131) | (1 223) |
| Autres charges ¹⁾ | 98 | 138 |
| Amortissement et épuisement | 76 | 189 |
| Impôts sur les bénéfices | (16) | 2 |
| Bénéfice net pour les périodes terminées le 30 septembre 2010 | 223 \$ | 920 \$ |

1) Comprend les charges nettes au titre de la taxe à la production et des impôts miniers, de l'exploitation, des frais généraux et frais d'administration, des intérêts, montant net, de la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la perte (gain) de change, de la perte (gain) à la cession d'actifs et des autres (revenus) pertes, montant net.

Le bénéfice net du troisième trimestre de 2010 a progressé de 122 M\$. Les éléments répertoriés ci-dessus, qui ont réduit les flux de trésorerie de la Société au troisième trimestre, ont aussi comprimé le bénéfice net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le bénéfice net du troisième trimestre 2010 figurent les suivants :

- un gain latent évalué à la valeur du marché de 45 M\$, après impôts, contre une perte de 252 M\$, après impôts, au troisième trimestre de 2009;
- un gain de change latent de 38 M\$ au troisième trimestre de 2010 contre une perte de 134 M\$ au troisième trimestre de 2009;
- une diminution de 76 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- une charge d'impôts futurs de 16 M\$, compte non tenu de l'incidence des gains de couverture latents, au troisième trimestre de 2010, contre 9 M\$ en 2009.

Le bénéfice net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 a progressé de 144 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. Les éléments décrits plus haut, qui ont réduit les flux de trésorerie de la Société pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 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 :

- un gain latent évalué à la valeur du marché de 231 M\$, après impôts, contre une perte de 402 M\$, après impôts, en 2009;
- une diminution de 189 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- un gain de change latent de 39 M\$ depuis le début de l'exercice 2010 contre une perte de 241 M\$ en 2009;
- une charge d'impôts futurs de 39 M\$, compte non tenu de l'incidence des gains de couverture latents, en regard d'une économie d'impôts futurs de 35 M\$ en 2009.

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. Les renseignements qui suivent fournissent des données davantage comparables d'une période à l'autre :

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|----------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts ¹⁾ | 45 \$ | (252) \$ | 231 \$ | (402) \$ |
| Gains de couverture réalisés (pertes), après impôts ²⁾ | 61 | 238 | 143 | 686 |
| Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net | 106 \$ | (14) \$ | 374 \$ | 284 \$ |

- 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 pour de plus amples renseignements sur les gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché.
- 2) Inclus dans les résultats des divisions 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) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|--------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Activités pétrolières intégrées en amont | 157 \$ | 119 \$ | 455 \$ | 396 \$ |
| Plaines canadiennes | 166 | 104 | 407 | 438 |
| Raffinage en aval | 146 | 291 | 516 | 808 |
| Autres | 11 | 1 | 25 | 13 |
| Dépenses en immobilisations | 480 | 515 | 1 403 | 1 655 |
| Acquisitions | 4 | 1 | 51 | 2 |
| Désinvestissements | (168) | 2 | (312) | (1) |
| Dépenses en immobilisations, montant net | 316 \$ | 518 \$ | 1 142 \$ | 1 656 \$ |

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les dépenses en immobilisations ont porté principalement sur la poursuite de la mise en valeur des projets de sables pétrolifères de la division Activités pétrolières intégrées en amont et des biens pétroliers de la division Plaines canadiennes, notamment les puits de forage stratigraphique en vue des prochaines phases des activités d'expansion de la Société. Les dépenses en immobilisations liées aux activités de raffinage en aval ont visé essentiellement l'accroissement de la capacité de raffinage de pétrole lourd. 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 « Résultats des divisions » du présent rapport.

Acquisitions et désinvestissements

Cenovus a poursuivi son programme de désinvestissement visant des actifs non essentiels au troisième trimestre de 2010 et a vendu certains biens productifs de gaz naturel non essentiels pour un produit net de 159 M\$.

Les acquisitions durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 visaient essentiellement des terrains non mis en valeur à Narrows Lake. Durant cette même période, la Société a également procédé au désinvestissement de certains biens productifs de gaz naturel non essentiels, ainsi qu'à la vente à FCCL Partnership de certains terrains du bien de Narrows Lake.

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 sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport.

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--------------------------------|---|--------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Flux de trésorerie | 509 \$ | 924 \$ | 1 767 \$ | 2 610 \$ |
| Dépenses en immobilisations | 480 | 515 | 1 403 | 1 655 |
| Flux de trésorerie disponibles | 29 \$ | 409 \$ | 364 \$ | 955 \$ |

Au troisième trimestre de 2010, les flux de trésorerie disponibles de la Société étaient inférieurs de 380 M\$ à ceux de la période correspondante de 2009, alors que pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les flux de trésorerie disponibles ont fléchi de 591 M\$. Des explications sur la diminution du total des flux de trésorerie et des immobilisations sont données sous les rubriques « Flux de trésorerie », « Immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volumes de production de pétrole brut et de LGN

| (b/j) | T3 2010 | T2 2010 | T1 2010 | T4 2009 | T3 2009 | T2 2009 | T1 2009 | T4 2008 | T3 2008 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Pétrole brut | | | | | | | | | |
| Foster Creek | 50 269 | 51 010 | 51 126 | 47 017 | 40 367 | 34 729 | 28 554 | 29 241 | 27 289 |
| Christina Lake | 7 838 | 7 716 | 7 420 | 7 319 | 6 305 | 6 530 | 6 635 | 6 170 | 4 620 |
| Pelican Lake | 23 259 | 23 319 | 23 565 | 23 804 | 25 671 | 23 989 | 26 029 | 24 975 | 27 826 |
| Weyburn | 17 621 | 18 043 | 17 722 | 18 536 | 18 354 | 18 368 | 18 028 | 17 408 | 17 634 |
| Sud de l'Alberta | 23 216 | 22 458 | 23 790 | 23 729 | 23 895 | 24 089 | 25 404 | 25 509 | 25 654 |
| Plaines canadiennes – autres | 4 692 | 4 854 | 5 770 | 5 506 | 5 573 | 5 806 | 5 862 | 6 090 | 6 166 |
| Activités pétrolières intégrées – Senlac | - | - | - | 2 221 | 5 080 | 2 574 | 2 334 | 2 623 | 3 135 |
| LGN | 1 172 | 1 166 | 1 156 | 1 183 | 1 242 | 1 184 | 1 213 | 1 158 | 1 167 |
| | 128 067 | 128 566 | 130 549 | 129 315 | 126 487 | 117 269 | 114 059 | 113 174 | 113 491 |

En regard des périodes correspondantes de 2009, la production globale de pétrole brut et de LGN a progressé de 1 % au troisième trimestre et de 8 % depuis le début de l'exercice, pour atteindre 129 052 b/j. Les volumes de production trimestriels ont crû de 25 % à Foster Creek (47 % depuis le début de l'exercice) et de 24 % à Christina Lake (18 % depuis le début de l'exercice). Ces augmentations ont été neutralisées en partie par les baisses normales de rendement des autres biens de la Société, ainsi que par la vente de certains biens non essentiels en 2010 et celle du bien Senlac au quatrième trimestre de 2009. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

Volumes de production de gaz naturel

| (Mpi ³ /j) | T3 2010 | T2 2010 | T1 2010 | T4 2009 | T3 2009 | T2 2009 | T1 2009 | T4 2008 | T3 2008 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Sud de l'Alberta | 666 | 676 | 699 | 719 | 741 | 761 | 777 | 803 | 815 |
| Plaines canadiennes – autres | 31 | 32 | 34 | 34 | 37 | 41 | 39 | 40 | 44 |
| Activités pétrolières intégrées – autres | 41 | 43 | 42 | 44 | 52 | 54 | 50 | 62 | 88 |
| | 738 | 751 | 775 | 797 | 830 | 856 | 866 | 905 | 947 |

En 2009 et en 2010, la Société a décidé de restreindre 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. De ce fait, la production globale de gaz naturel a régressé de 11 % au troisième trimestre et de 11 % depuis le début de l'exercice, pour atteindre 754 Mpi³/j. Les volumes de production trimestriels ont fléchi de 10 % dans le sud de l'Alberta (10 % depuis le début de l'exercice) par rapport au troisième trimestre de 2009. 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. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

Prix nets liés à l'exploitation - trimestre

| | Trimestres terminés les 30 septembre | | | |
|--|--------------------------------------|---------------------------------------|------------------------|---------------------------------------|
| | 2010 | | 2009 | |
| | Liquides (\$/baril) | Gaz naturel (\$/kpi ³) | Liquides (\$/baril) | Gaz naturel (\$/kpi ³) |
| Prix | 60,80 \$ | 3,68 \$ | 63,85 \$ | 3,14 \$ |
| Redevances | 8,96 | 0,08 | 6,60 | 0,02 |
| Taxe à la production et impôts miniers | 0,59 | 0,03 | 0,63 | 0,04 |
| Transport et vente | 1,97 | 0,15 | 1,67 | 0,16 |
| Exploitation | 11,72 | 0,94 | 9,61 | 0,84 |
| Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées | 37,56 | 2,48 | 45,34 | 2,08 |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 1,01 | 1,09 | (0,01) | 4,41 |
| Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées | 38,57 \$ | 3,57 \$ | 45,33 \$ | 6,49 \$ |

Le prix net moyen obtenu au troisième trimestre de 2010 pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a baissé de 7,78 \$ le baril, du fait essentiellement de la chute des prix associée à la hausse des redevances, ainsi que de l'augmentation des charges d'exploitation. Le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté du fait de la progression des prix du gaz naturel, facteur contrebalancé en partie par la hausse des charges d'exploitation.

Prix nets liés à l'exploitation - depuis le début de l'exercice

| | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | | | |
|--|--|---------------------------------------|------------------------|---------------------------------------|
| | 2010 | | 2009 | |
| | Liquides (\$/baril) | Gaz naturel (\$/kpi ³) | Liquides (\$/baril) | Gaz naturel (\$/kpi ³) |
| Prix | 63,03 \$ | 4,25 \$ | 54,36 \$ | 4,14 \$ |
| Redevances | 9,23 | 0,10 | 5,01 | 0,06 |
| Taxe à la production et impôts miniers | 0,63 | 0,02 | 0,72 | 0,06 |
| Transport et vente | 1,90 | 0,17 | 1,78 | 0,16 |
| Exploitation | 11,74 | 0,94 | 10,58 | 0,87 |
| Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées | 39,53 | 3,02 | 36,27 | 2,99 |
| Gain (perte) de couverture réalisé | (0,06) | 0,94 | 1,52 | 4,05 |
| Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées | 39,47 \$ | 3,96 \$ | 37,79 \$ | 7,04 \$ |

Le prix net moyen obtenu au cours des neuf premiers mois de 2010 pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté de 3,26 \$ 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, est comparable à celui de 2009.

La rubrique « Résultats des divisions » 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 intermédiaires.

RÉSULTATS DES DIVISIONS

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

DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

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

Le troisième trimestre a été marqué par l'autorisation réglementaire visant les trois prochaines phases d'expansion de Foster Creek, les hausses significatives de la production aussi bien à Foster Creek qu'à Christina Lake, ainsi que la progression continue de la mise en valeur des autres projets de sables pétrolifères de la Société. En outre, l'état d'avancement du projet CORE s'établit désormais à environ 87 %. La construction de l'unité de cokéfaction devrait être achevée au troisième trimestre de 2011, et le démarrage de cette dernière aura lieu au début du trimestre suivant.

FOSTER CREEK ET CHRISTINA LAKE

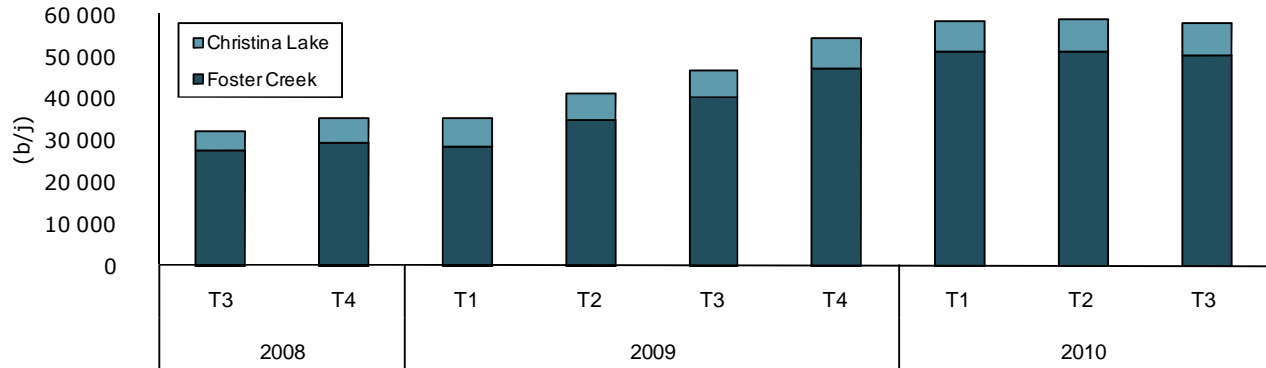
Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|--------|--|--------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 436 \$ | 386 \$ | 1 466 \$ | 871 \$ |
| Ajouter (déduire) | | | | |
| Perte (gain) de couverture réalisée | 1 | - | 9 | (45) |
| Redevances | 42 | 8 | 115 | 11 |
| Produits nets | 393 | 378 | 1 342 | 905 |
| Charges | | | | |
| Transport et vente | 158 | 131 | 595 | 330 |
| Exploitation | 56 | 49 | 177 | 144 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 179 \$ | 198 \$ | 570 \$ | 431 \$ |

Volumes de production

| Pétrole brut (b/j) | Trimestres terminés les 30 septembre | | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | | |
|--------------------|---|---------------------------------|--------|---|---------------------------------|--------|
| | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | |
| | | | 2009 | | | 2009 |
| Foster Creek | 50 269 | 25 % | 40 367 | 50 798 | 47 % | 34 593 |
| Christina Lake | 7 838 | 24 % | 6 305 | 7 660 | 18 % | 6 489 |
| | 58 107 | 25 % | 46 672 | 58 458 | 42 % | 41 082 |

Volumes de production par trimestre



Variation des produits nets

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2010 et 2009

| (en millions de dollars canadiens) | Produits nets du trimestre terminé le 30 septembre 2009 | Variation des produits nets relative aux éléments suivants : | | | | Produits nets du trimestre terminé le 30 septembre 2010 |
|------------------------------------|---|--|--------|------------|---------------------|---|
| | | Prix ¹⁾ | Volume | Redevances | Autre ²⁾ | |
| Foster Creek et Christina Lake | 378 \$ | (23) | 47 | (34) | 25 | 393 \$ |

- 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 vente.

Au troisième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, s'est établi à 58,20 \$ le baril et était donc inférieur au prix de 62,57 \$ le baril enregistré en 2009. Bien que le prix de marché du WCS en 2010 ait été supérieur à celui de 2009, cette progression a été plus qu'atténuée par la hausse des prix des condensats en 2010 en regard de 2009. Au troisième trimestre de 2010, les opérations de couverture se sont soldées par une perte réalisée de 1 M\$ contre une perte de moins de 1 M\$ en 2009.

À Foster Creek, la production a augmenté de 25 % au troisième trimestre de 2010, en raison de l'accroissement de la production attribuable à l'expansion des phases D et E, ainsi que de l'optimisation de puits et l'accroissement de la production tirée des puits horizontaux de raccordement. Au cours du troisième trimestre de 2010, la production de Foster Creek a diminué en raison de deux pannes d'électricité et d'une perturbation du système de circulation des eaux. À la fin du troisième trimestre, certaines activités de Foster Creek ont fait l'objet de révisions prévues et sont revenues à la pleine capacité de production à la mi-octobre. À Christina Lake, la production a augmenté de 24 % au troisième trimestre à la suite de l'accroissement de la production issu de l'expansion de la phase B, de l'optimisation de puits et de la production tirée du premier puits horizontal de raccordement.

Au troisième trimestre de 2010, les redevances ont augmenté de 34 M\$, 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 des prix du WTI utilisés pour les calculer. Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'effet financier du paiement de redevances attribuable à la récupération du coût du projet, se reporter au rapport de gestion de Cenovus pour le trimestre terminé le 31 mars 2010. Pour le troisième trimestre de 2010, le taux de redevance réel s'est établi à 17,9 % (3,0 % en 2009) pour Foster Creek et à 3,9 % (2,9 % en 2009) pour Christina Lake.

Les frais de transport et de vente ont trait principalement aux condensats, leur ajout au bitume permettant d'acheminer le produit. Au troisième trimestre de 2010, les volumes de condensats ont crû du fait de l'augmentation des volumes de production. Le coût des condensats utilisés par la Société a en outre augmenté par suite d'une hausse de leur coût moyen. C'est ainsi que les frais de transport et de vente ont atteint 158 M\$ au troisième trimestre de 2010, en regard de 131 M\$ en 2009.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 7 M\$ en raison de la hausse des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement, de l'augmentation des quantités de combustible achetées et de l'accroissement du personnel sur le terrain relativement aux expansions par étapes.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009

| (en millions de dollars canadiens) | Produits nets de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 | Variation des produits nets relative aux éléments suivants | | | | Produits nets de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 |
|------------------------------------|---|---|--------|------------|---------------------|---|
| | | Prix ¹⁾ | Volume | Redevances | Autre ²⁾ | |
| Foster Creek et Christina Lake | 905 \$ | 50 | 234 | (104) | 257 | 1 342 \$ |

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 vente.

Au cours des neuf premiers mois de 2010, le prix de vente moyen du pétrole brut de la Société, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté de 13 % pour s'établir à 58,63 \$ par rapport à la période correspondante de 2009. Il concordait donc avec la hausse du WCS en glissement annuel. Les opérations de couverture au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 ont entraîné une perte réalisée de 9 M\$ (0,56 \$ le baril) contre un gain de 45 M\$ (4,12 \$ le baril) en 2009.

À Foster Creek, la production a augmenté de 47 %, 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'optimisation de puits et de l'accroissement de la production tirée des puits horizontaux de raccordement. 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 horizontal de raccordement.

Depuis le début de l'exercice, les redevances ont augmenté de 104 M\$ par rapport à la période correspondante de 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 utilisé pour les calculer. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, le taux de redevance réel s'est établi à 15,6 % pour Foster Creek (2,1 % en 2009) et à 4,1 % pour Christina Lake (1,9 % en 2009).

Les frais de transport et de vente ont trait principalement aux condensats, lesquels ont augmenté de 265 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2010, étant donné que les volumes de condensats nécessaires ont crû du fait de l'augmentation susmentionnée de la production et de la hausse du coût moyen des condensats.

Les charges d'exploitation ont atteint 33 M\$ en raison de l'augmentation des quantités de combustible achetées, de la hausse du coût des produits chimiques, de l'accroissement du personnel sur le terrain relativement aux expansions par étapes et de la majoration des frais de réparation et d'entretien.

RAFFINAGE EN AVAL

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|----------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 1 584 \$ | 1 766 \$ | 4 712 \$ | 4 446 \$ |
| Charges | | | | |
| Exploitation | 117 | 110 | 366 | 386 |
| Produits achetés | 1 499 | 1 561 | 4 408 | 3 714 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | (32) \$ | 95 \$ | (62) \$ | 346 \$ |

Exploitation des raffineries¹⁾

| | Trimestres terminés les | | Périodes de neuf mois terminées les | |
|--|-------------------------|------|-------------------------------------|------|
| | 30 septembre | | 30 septembre | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Capacité liée au pétrole brut (<i>milliers de barils par jour ou « kb/j »</i>) | 452 | 452 | 452 | 452 |
| Production de pétrole brut (<i>kb/j</i>) | 401 | 425 | 379 | 409 |
| Taux d'utilisation du pétrole brut (%) | 89 | 94 | 84 | 90 |
| Produits raffinés (<i>kb/j</i>) | 409 | 451 | 395 | 433 |

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 environ 145 000 b/j de pétrole brut lourd. À l'achèvement du projet CORE, 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.

Au troisième trimestre de 2010, les raffineries de la Société ont utilisé en moyenne 89 % (84 % depuis le début de l'exercice) de leur capacité de raffinage, contre 94 % pour le troisième trimestre de 2009 (90 % depuis le début de l'exercice). Ce recul du taux d'utilisation en 2010 était attribuable aux révisions prévues aux raffineries de Wood River et de Borger, à une panne d'électricité à la raffinerie de Wood River et aux travaux d'entretien imprévus aux deux raffineries. L'optimisation des activités de raffinage a également influé sur le taux d'utilisation depuis le début de l'exercice. Une fois achevés les travaux de révision et d'entretien, le taux d'utilisation pour septembre se chiffrait à 97 %. Aucune autre révision majeure n'est prévue pour le reste de 2010 à l'une ou l'autre raffinerie.

La hausse des prix du marché des produits raffinés au troisième trimestre de 2010 a été plus que contrebalancée par la réduction des volumes attribuable à la longue révision prévue à la raffinerie de Borger au cours du trimestre, qui a entraîné un fléchissement de 10 % des produits. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 par rapport à 2009, les produits ont crû de 6 % en raison de la hausse du prix des produits raffinés qui concorde avec la progression des prix de référence.

Le coût des produits achetés, qui est établi selon la méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti, a reculé de 4 % au troisième trimestre de 2010 et a progressé de 19 % depuis le début de l'exercice par rapport aux périodes correspondantes de 2009. La Société n'a pu tirer pleinement parti de l'amplification de l'écart entre le prix du brut léger et celui du brut lourd issue des perturbations du transport par pipeline au troisième trimestre de 2010. En effet, le pipeline Keystone étant en phase de démarrage initial, les délais de transport entre l'achat et le traitement à la raffinerie étaient supérieurs à la normale pour une certaine portion du brut lourd canadien de Cenovus. Le coût des produits achetés, principalement du pétrole brut, a représenté 93 % des charges totales du troisième trimestre de 2010, pourcentage qui concorde avec celui du troisième trimestre de 2009 et 92 % des charges totales des neuf premiers mois de 2010, contre 91 % en 2009.

Les charges d'exploitation, constituées principalement de la main-d'œuvre, des services publics et des fournitures, ont augmenté de 6 % au troisième trimestre de 2010, en raison des coûts liés à la révision à la raffinerie de Borger, des travaux d'entretien imprévus et de la hausse des prix des services publics qu'utilisent les raffineries, facteurs atténués partiellement par l'appréciation du dollar canadien. Les charges d'exploitation ont reculé de 5 % durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, à la suite d'un renforcement du dollar canadien durant la période qui a été contrebalancé par la hausse des coûts au troisième trimestre.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour le troisième trimestre de 2010 ont reculé de 127 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2009, en raison de la révision prévue à la raffinerie de Borger, qui a dépassé le délai prévu, d'une panne d'électricité à la raffinerie de Wood River et des travaux d'entretien imprévus dans les deux raffineries. Les variations des prix du brut lourd canadien, qui d'ordinaire se répercutent au bout de un à deux mois sur les résultats financiers dégagés par les activités en aval de Cenovus, ont un effet beaucoup plus tardif ce trimestre, du fait des délais de transport évoqués plus haut. Par conséquent, la Société s'attend à ce que l'amplification des écarts entre brut léger et brut lourd en août et septembre 2010 influe sur les résultats du quatrième trimestre.

Depuis le début de l'exercice 2010, les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont régressé de 408 M\$, en raison essentiellement des facteurs à l'origine des variations du troisième trimestre de 2010 par rapport au troisième trimestre de 2009, outre la révision prévue à la raffinerie de Wood River plus tôt en 2010 parallèlement au projet CORE et aux activités d'optimisation des raffineries.

DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – AUTRES BIENS

La division Activités pétrolières intégrées gère également les activités liées au gaz naturel détenues en propriété exclusive de la Société à Athabasca. Par suite essentiellement de la baisse normale de rendement, la production de Cenovus issue d'Athabasca a fléchi pour s'établir à 41 Mpi³/j au troisième trimestre de 2010 (52 Mpi³/j en 2009) et à 42 Mpi³/j pour les neuf premiers mois de 2010 (52 Mpi³/j en 2009). Au quatrième trimestre de 2009, la Société a vendu les actifs liés au pétrole lourd de Senlac. La production de Senlac s'est établie, au troisième trimestre de 2009, à 5 080 b/j et, pour les neuf premiers mois de 2009, à 3 339 b/j.

DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les | | Périodes de neuf mois | |
|--|-------------------------|--------|-----------------------|----------|
| | 30 septembre | | terminées les | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Activités en amont | | | | |
| Foster Creek | 59 \$ | 62 \$ | 168 \$ | 186 \$ |
| Christina Lake | 93 | 53 | 240 | 158 |
| Autres | 5 | 4 | 47 | 52 |
| | 157 | 119 | 455 | 396 |
| Raffinage en aval | | | | |
| Wood River | 118 | 266 | 438 | 736 |
| Borger | 28 | 25 | 78 | 72 |
| | 146 | 291 | 516 | 808 |
| Division Activités pétrolières intégrées – total | 303 \$ | 410 \$ | 971 \$ | 1 204 \$ |

Les dépenses en immobilisations de la Société dans les activités en amont en 2010 ont visé essentiellement la poursuite de la mise en valeur des prochaines phases des projets Foster Creek et Christina Lake. Le projet actuel vise à porter la capacité de production de Foster Creek et de Christina Lake à environ 218 000 b/j de bitume avec l'achèvement prévu de la phase C en 2011 et de la phase D en 2013 à Christina Lake.

Au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice, les dépenses en immobilisations à Foster Creek ont fléchi, car la Société attendait les autorisations réglementaires, qu'elle a reçues à la fin du troisième trimestre, pour les prochaines phases d'expansion (F, G et H). La majeure partie des dépenses à Foster Creek ont trait principalement aux puits de forage stratigraphique, aux activités de déblocage de certains secteurs de l'usine et aux dépenses relatives à la prochaine phase d'expansion.

À Christina Lake, les dépenses en immobilisations ont augmenté au troisième trimestre de 2010 et depuis le début de l'exercice par rapport à 2009 par suite de l'accroissement du forage de plateforme liées à l'expansion de la phase C et au nombre accru de puits de forage stratigraphique.

Cenovus a décidé de devancer d'environ six mois l'achèvement de la phase D de Christina Lake. Dans l'attente des autorisations en temps opportun, il est prévu de devancer d'au plus 12 mois l'achèvement de la phase F de Foster Creek et de la phase E de Christina Lake. En ce qui concerne la phase F de Foster Creek, la Société attend l'approbation définitive des partenaires alors que, dans le cas de la phase E, outre l'approbation des partenaires, la Société attend celle des autorités de réglementation.

Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek et à Christina Lake sont liés aux prochaines phases d'expansion, tandis que les puits forés à Narrows Lake, 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. Le tableau ci-après présente le résumé des puits de forage stratigraphique nets au cours des neuf premiers mois de chaque exercice :

| | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|-------------------------|---|-----------|
| | 2010 | 2009 |
| Foster Creek | 35 | 33 |
| Christina Lake | 12 | 14 |
| Narrows Lake | 18 | - |
| Telephone Lake | 26 | - |
| Autres nouveaux projets | 7 | - |
| | 98 | 47 |

Les autres dépenses en immobilisations en 2010 visent surtout les puits de forage stratigraphique et le processus réglementaire menant à l'approbation des nouvelles zones de sables pétrolifères de la Société. En 2009, les autres dépenses en immobilisations étaient axées sur la mise en valeur continue des biens gaziers de l'Athabasca et des biens pétroliers de Senlac.

Les dépenses en immobilisations que la Société a affectées aux activités de raffinage en aval en 2010 visaient toujours le projet CORE à la raffinerie Wood River. Pour 2010, des dépenses en immobilisations de 438 M\$ affectées à Wood River, une tranche de 372 M\$ concernait le projet CORE. Au 30 septembre 2010, son état d'avancement était de 87 % 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 50 %). 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 50 %), soit 10 % de plus que les projections initiales. Cet agrandissement devrait accroître la capacité de raffinage d'environ 50 000 b/j pour la porter à 356 000 b/j et plus que doubler la capacité de raffinage de brut lourd à Wood River pour la porter à 240 000 b/j.

Le reste des dépenses en immobilisations engagées à Wood River et à 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.

DIVISION PLAINES CANADIENNES

Pétrole brut et LGN

Résultats financiers

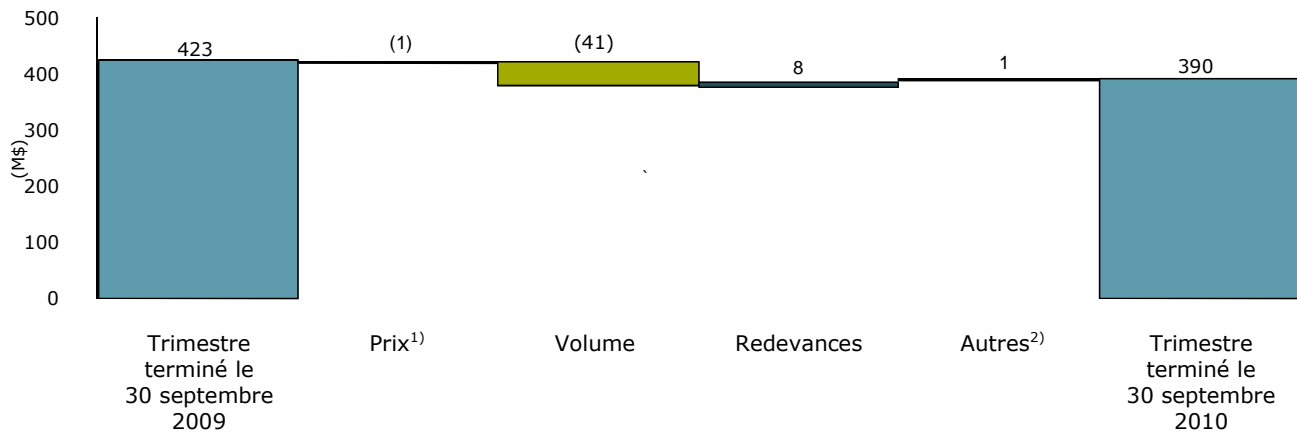
| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|--------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 435 \$ | 489 \$ | 1 419 \$ | 1 274 \$ |
| Déduire (ajouter) | | | | |
| Perte (gain) de couverture réalisée | (13) | - | (7) | (3) |
| Redevances | 58 | 66 | 204 | 143 |
| Produits nets | 390 | 423 | 1 222 | 1 134 |
| Charges | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 7 | 7 | 22 | 23 |
| Transport et vente | 45 | 41 | 165 | 155 |
| Exploitation | 76 | 61 | 230 | 188 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 262 \$ | 314 \$ | 805 \$ | 768 \$ |

Volumes de production

| (b/j) | Trimestres terminés les 30 septembre | | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | | |
|------------------------|---|---------------------------------|---------------|---|---------------------------------|---------------|
| | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | 2009 | 2010 | Variation entre 2010 et 2009 | 2009 |
| Pétrole lourd | | | | | | |
| Pelican Lake | 23 259 | -9 % | 25 671 | 23 380 | -7 % | 25 228 |
| Sud de l'Alberta | 12 831 | -4 % | 13 318 | 12 790 | -9 % | 13 983 |
| Pétrole léger et moyen | | | | | | |
| Weyburn | 17 621 | -4 % | 18 354 | 17 795 | -2 % | 18 251 |
| Sud de l'Alberta | 10 385 | -2 % | 10 577 | 10 363 | -2 % | 10 568 |
| Autres | 4 692 | -16 % | 5 573 | 5 101 | -10 % | 5 653 |
| LGN | 1 172 | -6 % | 1 242 | 1 165 | -4 % | 1 213 |
| | 69 960 | -6 % | 74 735 | 70 594 | -6 % | 74 896 |

Variation des produits nets

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2010 et 2009



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

2) Les produits en dollars ci-dessus 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 vente.

Le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a régressé légèrement pour s'établir à 62,86 \$ le baril au troisième trimestre de 2010, contre 64,83 \$ le baril en 2009. Au cours du troisième trimestre, les gains de couverture réalisés se sont élevés à 13 M\$ (1,98 \$ le baril) en regard d'un gain de moins de 1 M\$ en 2009.

À Pelican Lake, les volumes ont fléchi de 9 % au troisième trimestre par suite essentiellement de baisses prévisibles du rendement en partie contrebalancées par l'amélioration des résultats du programme d'injection de polymères et la réduction des enjeux opérationnels. Dans le sud de l'Alberta, la production de pétrole a reculé de 3 %, du fait essentiellement de baisses prévisibles du rendement et des interruptions de la production. À Weyburn, les volumes de production ont fléchi de 4 % au troisième trimestre, en raison de baisses normales de rendement et de réductions de volume attribuables à des interruptions imprévues qui ont été en partie neutralisées par les programmes d'optimisation de puits et d'injection. Les autres volumes de production ont régressé en raison du désinvestissement de certains biens plus tôt en 2010, diminution atténuée par la nouvelle production issue de la région de Lower Shaunavon en Saskatchewan. La production issue de la région de Lower Shaunavon a été interrompue par le temps pluvieux qui a restreint l'accès régulier aux installations de production.

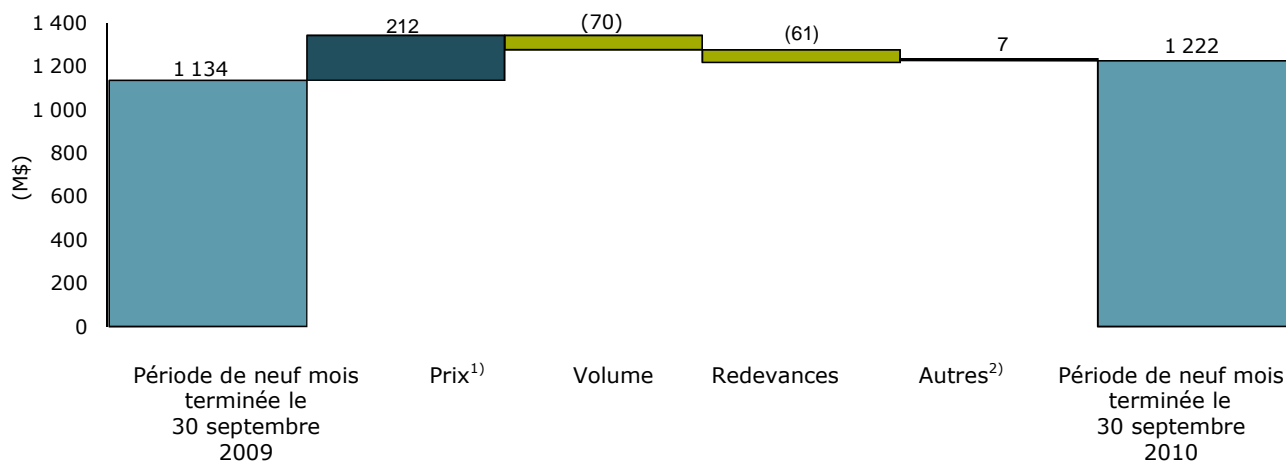
Au troisième trimestre de 2010, les redevances étaient en baisse de 8 M\$ par rapport à 2009, à la suite de la contraction des volumes et d'ajustements au titre d'exercices antérieurs. Le taux de redevance moyen réel sur le pétrole brut au troisième trimestre de 2010 a été de 14,9 % (15,0 % en 2009).

Au troisième trimestre de 2010, la taxe à la production et les impôts miniers ont été du même ordre qu'au troisième trimestre de 2009.

Au troisième trimestre, les frais de transport et de vente ont augmenté de 4 M\$ en raison de la hausse des tarifs et du coût moyen des condensats atténuée par la contraction des volumes de condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd.

Au troisième trimestre, les charges d'exploitation ont crû de 15 M\$, la hausse s'expliquant par l'accroissement des activités de reconditionnement, de réparation et d'entretien dans toutes les régions et l'augmentation de l'utilisation de polymères à Pelican Lake. Les LGN constituant un sous-produit obtenu à partir de la production de gaz naturel, les charges d'exploitation liées à la production de LGN sont incluses avec le gaz naturel.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009



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

2) Les produits en dollars ci-dessus 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 vente.

Pour les neuf premiers mois de 2010, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a progressé de 20 % pour s'établir à 66,59 \$ le baril par rapport à la période correspondante de 2009, ayant en cela suivi les hausses des cours de référence. Au cours de 2010, les gains de couverture réalisés se sont élevés à 7 M\$ (0,34 \$ le baril) en regard de gains de 3 M\$ (0,17 \$ le baril) en 2009.

La production en 2010 a fléchi par rapport à la période correspondante de 2009, en raison de baisses prévisibles de rendement, ainsi que d'interruptions de la production aux fins d'entretien et d'enjeux opérationnels dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan. Ces réductions ont été atténuées par l'amplification de la production issue des optimisations de puits à Weyburn, des nouveaux puits dans le sud de l'Alberta et dans la région de Lower Shaunavon en Saskatchewan, ainsi que par l'amélioration des résultats du programme d'injection de polymères à Pelican Lake. Le fléchissement de la production pour l'exercice considéré en regard de l'exercice précédent est également imputable à la cession de biens non essentiels.

Pour la période de neuf mois, les redevances étaient en hausse de 61 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, 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 moyen réel sur le pétrole brut pour la période s'est établi à 16,4 % par rapport à 13,2 % en 2009. 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 du même ordre qu'à la période correspondante de 2009.

En 2010, les frais de transport et de vente ont augmenté de 10 M\$ étant donné que la hausse du coût moyen des condensats et des frais de transport a été contrebalancée partiellement par la baisse des quantités de condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd.

Les charges d'exploitation ont crû de 42 M\$ du fait de l'accroissement des activités de reconditionnement à Pelican Lake et à Weyburn, de la hausse des activités de réparation et d'entretien dans toutes les régions, de l'augmentation de la consommation de produits chimiques à Pelican Lake, outre la majoration des coûts de camionnage liés à la nouvelle production en Saskatchewan et la progression des coûts indirects.

Gaz naturel

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|--------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 237 \$ | 226 \$ | 832 \$ | 904 \$ |
| Déduire (ajouter) | | | | |
| Perte (gain) de couverture réalisée | (68) | (311) | (178) | (847) |
| Redevances | 5 | 1 | 14 | 12 |
| Produits nets | 300 | 536 | 996 | 1 739 |
| Charges | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 1 | 3 | 4 | 13 |
| Transport et vente | 10 | 12 | 34 | 37 |
| Exploitation | 60 | 60 | 179 | 184 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 229 \$ | 461 \$ | 779 \$ | 1 505 \$ |

Volumes de production

| Gaz naturel (Mpi ³ /j) | Trimestres terminés les 30 septembre | | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | | |
|-----------------------------------|---|-------|------|---|-------|------|
| | Variation entre 2010 et 2009 | | 2009 | Variation entre 2010 et 2009 | | 2009 |
| 2010 | | 2010 | | | | |
| Sud de l'Alberta | 666 | -10 % | 741 | 680 | -11 % | 760 |
| Autres | 31 | -16 % | 37 | 32 | -18 % | 39 |
| | 697 | -10 % | 778 | 712 | -11 % | 799 |

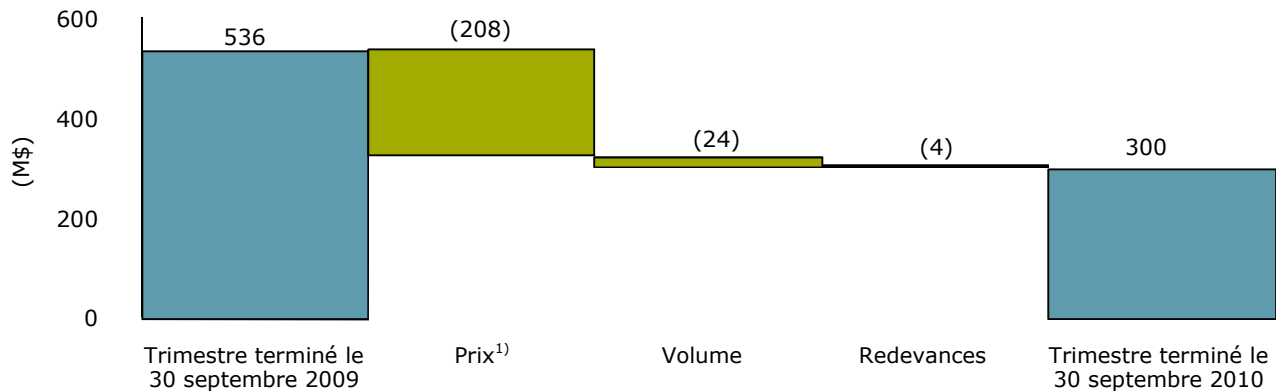
La hausse du prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, qui s'est établi à 3,70 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2010 en regard de 3,15 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2009, a suivi la progression du prix de référence AECO. Pour le troisième trimestre, la Société a réalisé un gain de couverture de 68 M\$ (1,06 \$ le kpi³), soit une baisse de 243 M\$ par rapport au gain de 311 M\$ (4,35 \$ le kpi³) enregistré à la période correspondante de 2009. La diminution des gains de couverture réalisés découle du prix que la Société a réglé pour les contrats à prix fixe pour la période, prix inférieur d'environ 3,00 \$ le kpi³ à celui de la période correspondante de 2009.

Au cours des neuf premiers mois de 2010, le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a crû de 0,13 \$ le kpi³ comparativement à la période correspondante de 2009, ce qui concorde avec la progression du prix de référence AECO. En 2010, la Société a réalisé un gain de couverture de 178 M\$ (0,91 \$ le kpi³), soit une baisse notable par rapport au gain de 847 M\$ (3,88 \$ le kpi³) réalisé en 2009. Le changement du prix de règlement pour les contrats à prix fixe décrit ci-dessus est à l'origine du déclin des gains de couverture réalisés.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les prix exacts du programme de couverture, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

Variation des produits nets

Comparaison des trimestres terminés les 30 septembre 2010 et 2009



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

Du fait de la faiblesse du prix du gaz naturel, la Société a décidé de restreindre les dépenses en immobilisations affectées au forage, à la complétion et au raccordement de puits de gaz naturel en 2009 et en 2010. Par conséquent, les volumes de production dans le sud de l'Alberta ont régressé de 10 % au troisième trimestre de 2010, par rapport à la période correspondante de 2009. La production a également diminué du fait du temps anormalement pluvieux en 2010 qui a retardé les activités de forage et de complétion. Le recul a été en partie atténué par l'accroissement de la production découlant des biens de méthane houiller (« MH ») de la Société.

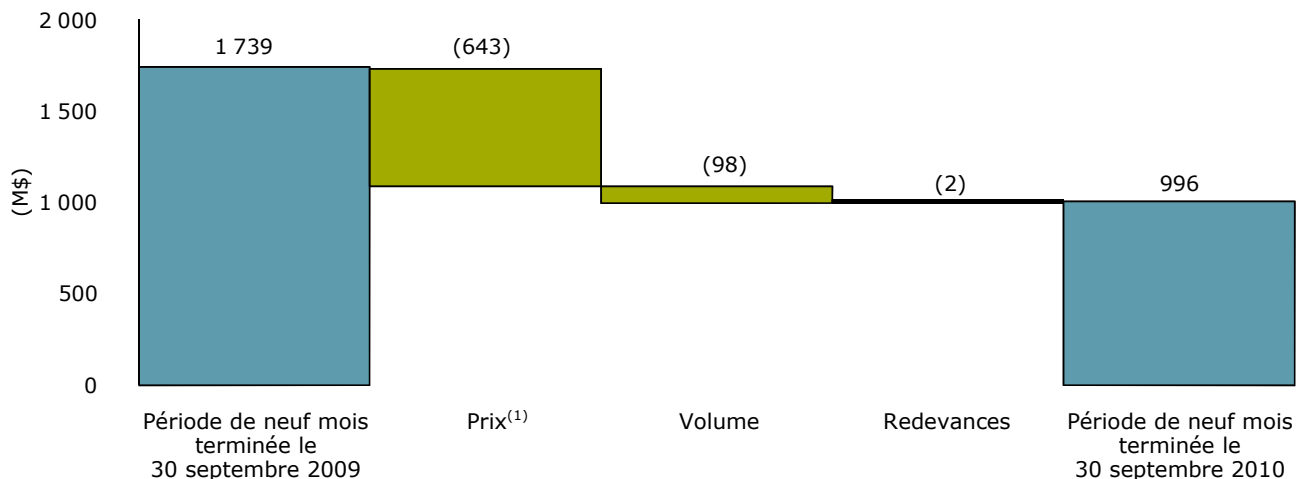
Les redevances au troisième trimestre de 2010 ont augmenté de 4 M\$ en regard de 2009, essentiellement du fait du versement de redevances à l'égard de la production d'années antérieures. Le taux de redevance réel s'est établi à 2,3 % (0,4 % en 2009).

Au troisième trimestre de 2010, la taxe à la production et les impôts miniers ont diminué de 2 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, principalement du fait de la baisse des prix et des volumes en 2010.

Les frais de transport et de vente au troisième trimestre ont été légèrement inférieurs à ceux de la période correspondante de 2009 de par la contraction des volumes et le fléchissement des tarifs.

Les charges d'exploitation ont été comparables à celles du troisième trimestre de 2009.

Comparaison des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009



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

L'effet cumulatif des compressions visant les dépenses en immobilisations affectées au gaz naturel en 2009 et en 2010 a réduit les volumes de production de 11 % en glissement annuel dans le sud de l'Alberta. En outre, le mauvais temps, qui a retardé les activités de forage et de complétion de puits tout au long de 2010, a fait chuter encore davantage la production de la Société. Ces baisses ont été en partie atténuées par l'accroissement de la production découlant des biens de MH de la Société et la production issue des puits forés en 2009 et raccordés en 2010.

Les redevances pour la période ont augmenté essentiellement du fait du versement de redevances à l'égard de la production d'années antérieures, facteur en partie contrebalancé par la contraction des volumes. Le taux de redevance réel pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 s'est établi à 1,7 % (1,4 % en 2009).

Au cours des neuf premiers mois de 2010, la taxe à la production et les impôts miniers ont diminué de 9 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, principalement du fait de la baisse des prix et des volumes en 2010.

Les frais de transport et de vente durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2009 de par la contraction des volumes et le fléchissement des tarifs.

Les charges d'exploitation de la période ont reculé de 3 %, principalement en raison du fléchissement des activités, plus particulièrement la réduction des travaux de réparation et d'entretien, la diminution du personnel sur le terrain et des charges salariales connexes ainsi que la baisse des frais de traitement.

Plaines canadiennes – Autres

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les | | Périodes de neuf mois | |
|--|-------------------------|--------|-----------------------|--------|
| | 30 septembre | | terminées les | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 389 \$ | 210 \$ | 1 219 \$ | 677 \$ |
| Charges | | | | |
| Exploitation | 3 | 4 | 15 | 15 |
| Produits achetés | 380 | 201 | 1 186 | 647 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 6 \$ | 5 \$ | 18 \$ | 15 \$ |

La division Plaines canadiennes commercialise la totalité du pétrole brut et du gaz naturel de la Société, tout en achetant et en vendant la production de tiers, pour se doter d'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. L'augmentation des produits et des charges au titre des produits achetés pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 s'explique en grande partie par l'accroissement des volumes, aussi bien du pétrole brut que du gaz naturel, ainsi que par la hausse du prix des marchandises. Les résultats de la division Plaines canadiennes – Autres comprennent également un faible montant au titre des produits provenant des frais de traitement pour le compte de tiers.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes se sont élevées à 166 M\$ au troisième trimestre de 2010 (104 M\$ en 2009) et à 407 M\$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (438 M\$ en 2009). La hausse de 62 M\$ des dépenses en immobilisations au cours du troisième trimestre de 2010 est attribuable à l'accroissement prévu des activités d'investissement de Cenovus en 2010, essentiellement dans le pétrole brut, en raison de la hausse des prix. La baisse de 31 M\$ par rapport à la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 s'explique essentiellement par le temps exceptionnellement pluvieux tout au long de 2010, lequel a affecté le calendrier de mise en œuvre du programme.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, une tranche approximative de 76 % des dépenses en immobilisations de Cenovus visait les biens liés au pétrole brut (50 % en 2009) et avait trait principalement au capital d'entretien et à l'injection de polymères dans la grande région de Pelican Lake, ainsi qu'au forage et aux travaux en usine à Weyburn. La Société a également investi dans le programme lié au pétrole des biens situés dans le sud de l'Alberta, outre les projets d'évaluation de Lower Shaunavon et Bakken, en Saskatchewan, ainsi que Grand Rapids, dans la grande région de Pelican Lake. Au total, 36 puits ont été forés dans ces zones cette année. Les dépenses en immobilisations liées au gaz naturel de Cenovus sont axées sur ses projets de gaz peu profond de Suffield ainsi que ses projets de gaz profond riche en liquides situés dans le sud de l'Alberta.

Le tableau qui suit fait état des activités de forage de la division Plaines canadiennes. 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 profond aux puits de pétrole. Les remises en production de puits visent essentiellement les puits de mise en valeur de MH.

| (nombre de puits nets forés) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|---------------------------------|---|------|--|------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Pétrole brut | 59 | 36 | 119 | 64 |
| Gaz naturel | 251 | 93 | 329 | 495 |
| Remises en production | 359 | 210 | 768 | 620 |
| Puits de forage stratigraphique | 3 | - | 39 | 18 |

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|-----------------------------|---|----------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | 37 \$ | (392) \$ | 236 \$ | (619) \$ |
| Charges ((ajouter)/déduire) | | | | |
| Exploitation | 4 | 3 | 5 | 25 |
| Produits achetés | (30) | (44) | (92) | (82) |
| Amortissement et épuisement | 4 | 1 | 24 | 26 |
| Bénéfice sectoriel (perte) | 59 \$ | (352) \$ | 299 \$ | (588) \$ |

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 évalués à la valeur de marché sur des contrats d'achat d'électricité à long terme et des positions d'offre de pétrole brut dans le secteur en aval. La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

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) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|---|---|--------|--|--------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Frais généraux et frais d'administration | 49 \$ | 49 \$ | 160 \$ | 142 \$ |
| Intérêts, montant net | 79 | 64 | 210 | 166 |
| Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | 18 | 11 | 58 | 34 |
| (Gain) perte de change, montant net | (24) | 120 | (23) | 211 |
| (Gain) perte sur cession, et autres | - | - | 8 | - |
| | 122 \$ | 244 \$ | 413 \$ | 553 \$ |

Depuis le début de l'exercice, les frais généraux et frais d'administration sont supérieurs à ceux de 2009, par suite essentiellement d'une hausse des salaires et des charges sociales liée à la mise en œuvre de notre plan stratégique décennal et à l'achèvement de la transition au statut de société indépendante. Pour le troisième trimestre de 2010 en regard de 2009, cette augmentation des frais a été atténuée par le fléchissement des charges liées aux primes d'intéressement à long terme.

Au troisième trimestre de 2010, les intérêts nets ont augmenté de 15 M\$ par rapport à ceux du troisième trimestre de 2009 (augmentation de 44 M\$ depuis le début de l'exercice). Ces augmentations sont avant tout attribuables à un relèvement du taux d'intérêt moyen et à une hausse de l'encours moyen de la dette en 2010 par rapport à la quote-part de la dette d'Encana imputée à Cenovus aux périodes correspondantes de 2009. Toujours au troisième trimestre de 2010, un montant de 5 M\$ (13 M\$ depuis le début de l'exercice) a été imputé à l'amortissement du coût de financement lié à la mise en place des programmes de financement par emprunts de la Société. Si le taux d'intérêt moyen pour chaque période de 2010 était supérieur à celui de 2009, en revanche, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus au 30 septembre 2010 était de 5,8 %, contre 5,9 % au 30 septembre 2009.

La Société a inscrit un gain de change de 24 M\$ au troisième trimestre de 2010 (perte de 120 M\$ en 2009), dont la majeure partie était latente. L'appréciation du dollar canadien au cours du troisième trimestre de 2010 a donné lieu à un gain latent sur la dette de la Société libellée en dollars américains, qui a été en partie annulée par une perte latente sur l'effet à recevoir liée à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la Société a constaté un gain de change de 23 M\$ (perte de 211 M\$ en 2009).

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. Afin de gérer cette volatilité, Cenovus 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 contrats d'instruments financiers figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les | | Périodes de neuf mois | |
|--|-------------------------|----------|-----------------------|----------|
| | 30 septembre | | terminées les | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Produits | | | | |
| Pétrole brut | (55) \$ | 20 \$ | 61 \$ | (28) \$ |
| Gaz naturel | 122 | (368) | 267 | (509) |
| | 67 | (348) | 328 | (537) |
| Charges | 5 | 3 | 7 | 25 |
| | 62 | (351) | 321 | (562) |
| Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices | 17 | (99) | 90 | (160) |
| Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts | 45 \$ | (252) \$ | 231 \$ | (402) \$ |

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les | | Périodes de neuf mois | |
|--|-------------------------|--------|-----------------------|----------|
| | 30 septembre | | terminées les | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Canada en amont | 267 \$ | 336 \$ | 796 \$ | 956 \$ |
| Raffinage en aval | 44 | 54 | 144 | 171 |
| Activités non sectorielles et éliminations | 4 | 1 | 24 | 26 |
| | 315 \$ | 391 \$ | 964 \$ | 1 153 \$ |

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 Canada en amont a reculé pour le troisième trimestre de 2010 et depuis le début de l'exercice, 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 diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement des activités de raffinage s'explique avant tout par l'augmentation du taux de change moyen du dollar canadien.

IMPÔT SUR LES BÉNÉFICES

La charge d'impôts sur les bénéfices du troisième trimestre de 2010 s'est élevée à 63 M\$, en hausse de 16 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. La charge d'impôts exigibles au troisième trimestre de 2010 s'est établie à 30 M\$, contre 137 M\$ au troisième trimestre de 2009, et la charge d'impôts futurs se chiffrait à 33 M\$, contre une économie d'impôts de 90 M\$ en 2009.

Depuis le début de l'exercice, la charge d'impôts sur les bénéfices s'est élevée à 189 M\$, en baisse de 2 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. La charge d'impôts exigibles pour la période s'est établie à 60 M\$ (386 M\$ en 2009). La charge d'impôts futurs s'est chiffrée à 129 M\$ pour 2010, contre une économie d'impôts de 195 M\$ pour la période correspondante de 2009.

De la comparaison des troisièmes trimestres de 2010 et de 2009 et des périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 et 2009, il ressort que la charge d'impôts exigibles a baissé et que la charge d'impôts futurs a augmenté, en raison principalement des réclamations émises à partir des catégories fiscales que Cenovus avait obtenues à la suite de l'arrangement.

Pour le troisième trimestre de 2010, le taux d'imposition effectif de Cenovus s'est établi à 22,0 % (17,0 % depuis le début de l'exercice) contre 31,8 % pour la période correspondante de 2009 (19,8 % depuis le début de l'exercice). Les baisses pour le trimestre et la période de neuf mois à l'étude sont attribuables avant tout à l'incidence des écarts permanents ainsi qu'à la constatation d'un avantage fiscal futur découlant de la perte relative 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 à l'étranger;
- les (gains) pertes 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.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|---|---|----------|--|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants : | | | | |
| Activités d'exploitation | 645 \$ | 1 414 \$ | 1 936 \$ | 2 889 \$ |
| Activités d'investissement | (299) | (4 375) | (1 139) | (5 625) |
| Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement | 346 | (2 961) | 797 | (2 736) |
| Activités de financement | (288) | 3 035 | (475) | 2 754 |
| Gain (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises | (3) | (3) | (13) | (8) |
| Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | 55 \$ | 71 \$ | 309 \$ | 10 \$ |

ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Le montant net des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a baissé par rapport à 2009, de 769 M\$ au troisième trimestre et de 953 M\$ durant les neuf premiers mois, essentiellement par suite du repli des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie se sont élevés à 509 M\$ au troisième trimestre (924 M\$ en 2009) et à 1 767 M\$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre (2 610 M\$ en 2009). Les raisons de cette variation sont analysées sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport. 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 589 M\$ au 30 septembre 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

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 a baissé pour s'établir à 299 M\$, en regard de 4 375 M\$ pour la période correspondante de 2009. Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement depuis le début de l'exercice s'est établi à 1 139 M\$, en baisse de 4 486 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. Une tranche significative du fléchissement des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a trait à des liquidités soumises à restrictions en 2009 dans le cadre de l'arrangement. Les dépenses en immobilisations ont reculé de 516 M\$ en 2009 à 484 M\$ au troisième trimestre de 2010. En outre, depuis le début de l'exercice, elles accusent une régression de 203 M\$ par rapport à 2009 puisqu'elles se chiffrent à 1 454 M\$. Le total du produit lié à des désinvestissements en 2010 se chiffre à 312 M\$, dont une tranche de 168 M\$ est imputable au troisième trimestre. Les raisons des variations des dépenses en immobilisations sont analysées sous les rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

En septembre, Cenovus a renégocié sa facilité de crédit non garantie de 2,5 G\$ et a regroupé les deux tranches existantes en une tranche unique assortie d'une échéance au 30 novembre 2014.

La dette à long terme de Cenovus, qui se chiffre à 3 574 M\$ au 30 septembre 2010, comprend une tranche de 22 M\$ au titre des obligations de remboursement de capital liée à l'émission de billets de trésorerie. Ces montants sont entièrement garantis par la facilité de crédit consortiale renouvelable de quatre ans, qui échoit en 2014 et qui n'est assortie d'aucune obligation de remboursement pour les 12 prochains mois. De ce fait, la tranche disponible au titre de la facilité de crédit au 30 septembre 2010 s'élevait à 2 478 M\$. La Société respecte actuellement tous ses engagements connexes.

Au deuxième trimestre de 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\$. Au troisième trimestre de 2010, Cenovus

a déposé aux États-Unis un prospectus préalable de base visant des billets à moyen terme non garantis d'un montant de 1,5 G\$ US. Au 30 septembre 2010, Cenovus n'avait émis aucun billet aux termes de l'un ou l'autre prospectus. Pour de plus amples renseignements, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

À chacun des trois premiers trimestres de 2010, la Société a déclaré et versé des dividendes de 0,20 \$ par action. Les versements de dividendes pour les neuf premiers mois de 2010 ont totalisé 450 M\$. Le versement d'un dividende est laissé à l'appréciation du conseil et réexaminé tous les trimestres.

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement au troisième trimestre de 2010 s'est élevé à 288 M\$ contre un montant net des flux de trésorerie provenant des activités de financement de 3 035 M\$ en 2009. Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 s'est établi à 475 M\$ contre un montant net des flux de trésorerie provenant des activités de financement de 2 754 M\$ en 2009. Une tranche significative de cette réduction des flux de trésorerie provenant des activités de financement avait trait à des capitaux mobilisés et entiers en 2009 dans le cadre de l'arrangement. Au 30 septembre 2010, la dette de Cenovus, y compris la tranche échéant à moins d'un an, s'établissait à 3 574 M\$ contre 3 656 M\$ au 31 décembre 2009.

RATIOS FINANCIERS

| | 30 septembre 2010 | 31 décembre 2009 |
|---------------------------------|--------------------------|------------------|
| Ratio dette/capitaux permanents | 26 % | 28 % |
| Ratio dette/BAIIA ajusté | 1,2 x | 1,1 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 à la cession d'actifs et les autres revenus ou pertes. La dette s'entend des parties à court terme et à long terme de la dette à long terme. Ces ratios permettent de contrôler la structure du capital de la Société.

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 intermédiaires.

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 30 septembre 2010, 752,0 millions d'actions ordinaires étaient en circulation et aucune action privilégiée de premier ou de second rang n'était en circulation.

Au cours du deuxième trimestre de 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 la Société, les actions ordinaires additionnelles peuvent être émises sur le capital autorisé au cours moyen du marché ou peuvent être achetées sur le marché. Pour la période terminée le 30 septembre 2010, aucune action ordinaire n'a été émise sur le capital autorisé pour satisfaire à des obligations au titre du RRD. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter au site Web de Cenovus.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des emprunts, à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, à des baux à construction, à des engagements relatifs à des dépenses en immobilisations et à des accords de commercialisation. En 2010, la Société compte s'acquitter de ses engagements au moyen de ses flux de trésorerie.

ACTIONS EN JUSTICE

Cenovus est partie à diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

GESTION DES RISQUES

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

- les risques financiers, y compris les risques de marché (par exemple les risques de prix des marchandises, de change et de taux d'intérêt), les risques de crédit et 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 la politique de gestion des risques approuvée par son conseil et à ses programmes de gestion des risques. Les risques qui touchent, ou sont susceptibles de toucher, les actifs, les activités ou la réputation de Cenovus sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement puis gérés. En revanche, des problèmes imprévus exigent parfois des mesures urgentes. Cenovus adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de nuire à ses actifs, à ses activités ou à sa réputation. Elle a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités cohérentes et claires à leur égard.

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.

RÉGLEMENTATION ET RISQUES EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT

La réglementation environnementale touche nombre d'aspects de l'entreprise de Cenovus. Les cadres réglementaires visent toutes les sociétés actives 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 et de gaz 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 « Résultats de divisions » 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, notamment des projets de lois fédéraux et des initiatives étatiques aux États-Unis, visant à élaborer des programmes à l'échelle des États ou des régions afin d'imposer des niveaux de réduction des émissions de GES. Bien que certaines administrations aient fourni des indications concernant ces règlements, on s'attend à ce que d'autres annoncent également des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Les effets défavorables sur les activités de la Société de l'adoption d'une réglementation exhaustive en matière d'émissions de GES dans un territoire où elle exerce des activités d'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 l'achat de crédits ou quotas d'émission, facteurs qui pourraient gonfler le coût des produits de la Société et contracter 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 arrêtées. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous.

Cenovus entend poursuivre ses initiatives visant à réduire l'intensité de ses émissions et à accroître 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 rapport de gestion de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 présente une évaluation circonstanciée des éventuelles dispositions réglementaires, ainsi que de la stratégie et de la performance de Cenovus. En outre, la position de la Société par rapport au Carbon Disclosure Project se trouve sur son site Web. Cenovus continue de mettre à jour cette information chaque trimestre.

TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus s'engage à intégrer les principes en matière de responsabilité d'entreprise à l'exercice de toutes ses activités, en plus d'exploiter son entreprise de façon responsable. Cenovus comprend bien l'importance de faire rapport aux parties prenantes de façon transparente et responsable. Fidèle à son engagement, 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 est en train d'examiner 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.

En juillet 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.

RÉGIME DE REDEVANCES DE L'ALBERTA

Au premier et au deuxième trimestres de 2010, le gouvernement albertain rendait publiques des mises à jour visant la structure des redevances de l'Alberta. Pour de plus amples renseignements sur ces mises à jour, se reporter au rapport de gestion du trimestre terminé le 30 juin 2010. Pour Cenovus, la principale conséquence des modifications au régime de redevances consistera en une amélioration des paramètres économiques relatifs au programme de forage visant certains biens de la division Plaines canadiennes et toute future mise en valeur d'huile de schiste en Alberta. Le rapport de gestion du deuxième trimestre faisait état de mises à jour aux barèmes de redevance du pétrole classique et du gaz naturel. La date d'entrée en vigueur des nouveaux barèmes est le 1^{er} janvier 2011.

CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ALBERTA

Dans le cadre de sa revue de la compétitivité, le gouvernement de l'Alberta a entrepris un examen exhaustif du cadre réglementaire appelé le *Regulatory Enhancement Project* (le « Projet »). Le Projet entend 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 sollicite la participation d'un grand nombre de parties prenantes, notamment l'industrie, afin de favoriser un processus de consultation pertinent qui mènera à l'amélioration du cadre réglementaire de l'industrie pétrolière et gazière. Le Projet devrait soumettre ses recommandations définitives au gouvernement de l'Alberta en ce qui concerne le renouvellement du cadre réglementaire visant l'industrie pétrolière et gazière d'ici le 31 décembre 2010.

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*, précise l'approche du gouvernement provincial à l'égard de la gestion des ressources foncières et naturelles de l'Alberta en fonction de certains objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. 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, le *Lower Athabasca Regional Advisory Council* (« RAC ») a remis son document de vision au gouvernement de l'Alberta relativement au LARP, lequel sera rendu public aux fins de consultations d'ici le début de 2011. Cenovus participe activement au processus de consultation à titre de partie prenante ayant une exploitation importante dans la région. La Société continuera de suivre la situation de près. 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.

CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS

MODE DE PRÉSENTATION

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

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

Pour de plus amples renseignements, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

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. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour la période terminée le 30 septembre 2010. Elle en aura cependant une sur le traitement comptable des regroupements d'entreprises à venir.

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 sans 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 sans contrôle dans une filiale. En vertu de ce chapitre, les participations sans contrôle doivent être classées comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les composantes des autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation sans contrôle. L'adoption anticipée de ces normes n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour la période terminée le 30 septembre 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 du Canada, hormis l'exigence d'adopter les IFRS en 2011, comme il est précisé ci-après.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

Cenovus sera tenue de présenter ses résultats conformément aux IFRS à compter du trimestre se terminant le 31 mars 2011. La Société respecte le calendrier prévu pour cette transition 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.

Méthodes comptables selon les IFRS

Les méthodes comptables selon les IFRS que la Société a l'intention d'appliquer sont celles décrites dans ses rapports de gestion pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 et l'exercice terminé le 31 décembre 2009. 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, y compris la nouvelle norme sur les coentreprises qui devrait être publiée au cours de 2010.

Il convient de noter que les états financiers en IFRS de Cenovus pour 2011 doivent être conformes aux normes qui entrent en vigueur le 31 décembre 2011. Par conséquent, les méthodes comptables que la Société a choisies et utilisées pour établir le projet de bilan d'ouverture en IFRS pourraient changer. Les méthodes comptables IFRS seront l'objet d'une mise au point définitive seulement durant la préparation des premiers états financiers annuels en IFRS de Cenovus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Bilan d'ouverture en IFRS

La Société a préparé un projet initial de bilan d'ouverture en IFRS au 1^{er} janvier 2010, qui ne sera pas définitif avant d'être revu par la direction et vérifié par les auditeurs externes. Les principaux choix aux termes de la norme IFRS 1, ainsi que les incidences significatives estimatives, sont résumés ci-après. Le lecteur est prié de noter que ces informations peuvent changer.

Immobilisations corporelles en amont

Pour préparer son projet de bilan d'ouverture en IFRS, Cenovus a choisi d'appliquer l'exemption aux termes de la norme IFRS 1 relative aux sociétés pétrolières et gazières utilisant la méthode de capitalisation du coût entier. 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. La Société a affecté le reliquat du pool d'immobilisations corporelles comptabilisées 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 méthode était jugée convenable pour estimer la juste valeur relative de chaque zone établie selon les IFRS de la Société et qu'elle concordait avec le processus de répartition employé 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 au 1^{er} janvier 2010. En ce qui concerne l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, les taux sans risque ajustés en fonction de la qualité de crédit historiques utilisés dans le calcul selon les PCGR du Canada ont été portés à leur niveau actuel selon les IFRS, ce qui n'a entraîné aucune modification significative de l'obligation. Du fait de l'application de l'exemption aux termes de la norme IFRS 1 au pool d'actifs comptabilisés selon la méthode de capitalisation du coût entier, la variation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations a été comptabilisée dans les capitaux propres.

Immobilisations corporelles en aval

La norme IFRS 1 donne l'option, à la transition aux IFRS, d'évaluer un actif à sa juste valeur et d'utiliser celle-ci en tant que coût présumé. Cenovus a choisi cette option relativement aux raffineries en aval et a réduit de façon permanente leur valeur comptable d'environ 2,6 G\$ (1,6 G\$ après impôts). Cette réduction vient du fait que la juste valeur des raffineries est nettement inférieure à leur valeur comptable nette selon les PCGR du Canada au 1^{er} janvier 2010. En outre, après avoir ramener les raffineries à leur juste valeur, il a été déterminé que l'actif reporté en aval, qui était assorti d'une valeur comptable de 121 M\$ au 1^{er} janvier 2010, était entièrement déprécié selon les IFRS.

Autres questions relatives au projet de bilan d'ouverture en IFRS

Cenovus a décidé d'appliquer également les exemptions suivantes dans la préparation de son projet de bilan d'ouverture en IFRS :

- Les montants cumulés des différences de conversion ont été remis à zéro au 1^{er} janvier 2010. Ce choix n'a aucune incidence sur le total des capitaux propres.
- Tous les écarts actuariels cumulés à l'égard des régimes à prestations définies de la Société ont été comptabilisés. Le passif au titre des retraites n'a pas subi de modification importante.
- La Société a décidé de continuer à comptabiliser les regroupements d'entreprises antérieures à la date de transition selon les PCGR du Canada.

L'adoption des IFRS a entraîné la modification de l'évaluation de certains des passifs au titre de la rémunération à base d'actions, désormais calculés selon la juste valeur et non plus la valeur intrinsèque. Ce changement n'a pas entraîné de modification importante des passifs concernés.

Impôt sur le résultat

La valeur comptable du passif d'impôt futur présenté dans le projet de bilan d'ouverture en IFRS de la Société a été directement touchée par les effets sur l'impôt des modifications susmentionnées. Le passif d'impôt futur a été réduit d'environ 1,0 G\$ au 1^{er} janvier 2010.

Surplus d'apport

Selon la norme IFRS 1, les ajustements du bilan d'ouverture doivent être comptabilisés directement en résultats non distribués ou, le cas échéant, dans une autre catégorie de capitaux propres. Comme le solde du surplus d'apport de Cenovus tient compte des résultats non distribués de la Société avant l'arrangement (soit le 1^{er} décembre 2009), la Société a conclu qu'il s'agissait de la catégorie de capitaux propres qui convenait le mieux pour les ajustements du bilan d'ouverture en IFRS. Par conséquent, dans le projet de bilan d'ouverture en IFRS, le surplus d'apport et le total des capitaux propres de la Société ont diminué d'environ 1,8 G\$, principalement en raison de l'effet après impôt du choix de la juste valeur à l'égard des raffineries.

Résultats et états financiers selon les IFRS

La Société prépare actuellement les résultats financiers trimestriels IFRS pour les premier et deuxième trimestres de 2010. Elle a également commencé à dresser les états financiers IFRS et les notes afférentes pour le trimestre se terminant le 31 mars 2011 et pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2011.

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

Cenovus a mis à jour la documentation sur les contrôles internes dans le contexte des ajustements IFRS mensuels, y compris les contrôles relatifs à l'exhaustivité des ajustements. Cenovus entend mettre à jour la documentation visant les processus de présentation de l'information financière externe, notamment les contrôles et procédures visant l'information à fournir, au quatrième trimestre de 2010.

Expertise en matière d'information financière

En ce qui concerne les compétences financières, les séances de formation systématiques sur les IFRS se sont poursuivies au troisième trimestre. Le programme de formation de la Société continuera jusqu'en 2011. La formation des parties prenantes externes devrait se prolonger jusqu'en 2011, pendant que la Société calcule les ajustements trimestriels à apporter pour passer des PCGR du Canada 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 aux sables pétrolifères, principalement au moyen de l'expansion des biens Foster Creek et Christina Lake. En outre, la Société dispose d'un large éventail de nouveaux projets de sables pétrolifères et elle détient un intérêt économique direct de 100 % dans un grand nombre d'entre eux.
- 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 sables pétrolifères 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 en interne grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés des actifs établis de pétrole brut et de gaz naturel.
- Le maintien d'un profil de risque faible grâce à l'intégration des activités gazières et en aval 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 donner lieu à de faibles augmentations du WTI alors que l'écart entre le brut léger et le brut lourd devrait demeurer relativement solide par rapport aux courbes historiques, malgré un certain affaiblissement en 2011 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. Ces facteurs seront atténués par les prévisions de prix relativement faibles pour le gaz naturel et les marges de raffinage. En revanche, 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 des partenaires, les autorisations gouvernementales à l'égard des projets, 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 à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport et de la notice annuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Cenovus s'attend à ce que son programme d'immobilisations de 2010 soit financé par les flux de trésorerie. Elle prévoit également procéder au désinvestissement de certains actifs non essentiels et, à cet égard, a encaissé à ce jour un produit de 312 M\$. Ses actifs liés au pétrole brut classique et au gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan jouent un rôle crucial dans la génération de flux de trésorerie disponibles pour accroître la production liée aux sables pétrolifères. Le plan d'affaires décennal de la Société précise comment elle entend atteindre une production nette liée aux sables pétrolifères 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 en 2009 et en 2010, elle ne peut garantir 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.

Mis à jour le 28 octobre 2010, le document d'information de Cenovus (*2010 Corporate Guidance*) se trouve sur son site Web au www.cenovus.com.

MISE EN GARDE

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport contient des énoncés et de l'information de nature prospective à propos des attentes, des estimations et des projections de la Société, fondés sur certaines hypothèses qu'elle a formulées à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. Bien que Cenovus soit d'avis que les attentes exprimées dans ses énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes.

Les énoncés et l'information de nature prospective contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter », « objectif », « pouvoir », « accent », « vision », « but », « proposé », « programmé », « perspective », ou des expressions analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision, y compris des déclarations à propos de la stratégie, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des échéanciers, des avoirs fonciers, de la production, notamment en ce qui concerne leur stabilité ou leur croissance, les réserves et les ressources, les biens importants, l'utilisation et le développement de la technologie de la Société, les initiatives d'atténuation des risques, les prix des marchandises, la valeur actionnariale, les flux de trésorerie, les modes de financement possibles, les coûts et l'incidence prévue des engagements futurs à l'égard des activités courantes en général et à l'égard de certains biens et de certaines participations détenues par Cenovus. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés et à l'information de nature prospective, car les résultats réels de la Société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus. Prière de se reporter au communiqué de presse de Cenovus diffusé le 28 octobre 2010, que l'on peut consulter sur son site Web au www.cenovus.com et sur SEDAR au www.sedar.com, pour de plus amples renseignements sur les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent sensiblement de l'information prospective fournie antérieurement.

L'information prospective concernant les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les flux de trésorerie avant impôts de Cenovus pour 2010 est fondée sur les données de production réelles et les prix des marchandises réels pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 et sur les hypothèses suivantes relativement au quatrième trimestre de 2010 : une production moyenne d'environ 128 800 b/j de pétrole brut et de liquides et 690 Mpi³/j de gaz naturel, une moyenne de 82,50 \$ US le baril pour le WTI et de 64,00 \$ US le baril pour le WCS dans le cas du pétrole, de 3,75 \$ US le kpi sur le NYMEX et de 3,25 \$ le gigajoule pour le prix AECO dans le cas du gaz naturel, un taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien de 0,99 \$ pour 1 \$ CA et une marge moyenne de craquage 3-2-1 à Chicago pour 2010 de 9,15 \$ US le baril pour les marges de raffinage, et un nombre moyen d'actions en circulation d'environ 752 millions.

Les énoncés prospectifs comportent un certain nombre d'hypothèses, de risques et d'incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, à l'industrie en général. Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels et les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective figurent notamment : la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses à cet égard; les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus; les dépenses en immobilisations prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; l'incidence 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; l'efficacité des stratégies de couverture; le maintien d'un ratio de la dette sur les flux de trésorerie souhaitable, la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; 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 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 les activités intégrées de pétrole lourd en Amérique du Nord ainsi que d'obtenir les autorisations réglementaires nécessaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations; la fiabilité des actifs de Cenovus; les marges liées aux activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; 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 synthétique; les risques liés à la technologie et à l'application de cette technologie dans le cadre des activités de Cenovus; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés à l'exploitation suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources extérieures de

capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le 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'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 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, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où Cenovus exerce des activités; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus; les projets et initiatives de financement de Cenovus, l'incidence prévue de l'arrangement sur les salariés, les activités, les fournisseurs, les partenaires commerciaux et les parties prenantes de la Société et la capacité de Cenovus de tirer parti l'arrangement comme prévu; la capacité de Cenovus d'obtenir du financement à l'avenir en tant qu'entité autonome, du fait que l'information financière antérieure relativement aux actifs de la Société exploités par Encana avant le 30 novembre 2009 pourrait ne pas être représentative des résultats de Cenovus à titre d'entité autonome, ainsi que les antécédents d'exploitation limités de Cenovus en tant qu'entité autonome, et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque sont analysés plus en détail dans le présent rapport ainsi qu'aux pages pertinentes de la notice annuelle/rapport sur formulaire 40-F, qui sont intégrés aux présentes par renvoi, outre le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, ces documents ayant tous été déposés auprès des autorités canadiennes de réglementation des valeurs mobilières sur www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur www.sec.gov, et étant accessibles sur www.cenovus.com. Le lecteur est aussi invité à prendre connaissance des mises en garde juridiques analogues faites dans la circulaire de sollicitation de procurations.

Par ailleurs, les énoncés et l'information de nature prospective figurant dans le présent document, notamment les hypothèses, les risques et les incertitudes qui sous-tendent ces énoncés, étaient à jour en date de la rédaction de ce document et, sauf lorsque la loi l'exige, Cenovus ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés et l'information de nature prospective figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

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 d'un baril pour 6 000 pieds cubes. L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

ABRÉVIATIONS

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

| <u>Pétrole et liquides du gaz naturel</u> | | <u>Gaz naturel</u> | |
|---|-------------------------------------|---------------------|---|
| b | baril | kpi ³ | millier de pieds cubes |
| b/j | baril par jour | Mpi ³ | million de pieds cubes |
| kb/j | millier de barils par jour | Mpi ³ /j | million de pieds cubes par jour |
| LGN | liquides du gaz naturel | MBtu | million d'unités thermales britanniques |
| bep | baril d'équivalent pétrole | gj | gigajoule |
| bep/j | baril d'équivalent pétrole par jour | | |

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 du Canada 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 du Canada. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans le présent rapport gestion.

RENOIS À CENOVUS

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

On peut se procurer de l'information supplémentaire sur Cenovus Energy Inc. sur le site Web de la Société au www.cenovus.com.