

Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2011

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 26 avril 2011, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2011 (les « états financiers consolidés intermédiaires ») ainsi que états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2010 (les « états financiers consolidés »). Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations et projections actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, outre les définitions utilisées dans le présent rapport de gestion, lire la rubrique « Mise en garde » figurant à la fin du présent rapport de gestion.

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

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), lesquelles sont également des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») pour les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada. Pour toutes les périodes allant jusqu'à l'exercice clos le 31 décembre 2010, la société a dressé ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (le « référentiel comptable antérieur »). Conformément à la norme visant la première application des IFRS, la date de transition aux IFRS de la société était le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, l'information comparative pour 2010 a été préparée conformément aux méthodes comptables en IFRS de la société. L'information annuelle de 2009 que contient le présent rapport de gestion a été préparée conformément au référentiel comptable antérieur et, comme le permet la norme visant la première application des IFRS (« IFRS 1 »), elle n'a pas été présentée de nouveau en IFRS. Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances. Certains montants d'exercices précédents ont été reclassés conformément à la présentation en IFRS de l'exercice en cours.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY	2
APERÇU DU PREMIER TRIMESTRE DE 2011	3
INFORMATION FINANCIÈRE	6
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	12
SECTEURS À PRÉSENTER	14
SABLES BITUMINEUX	14
HYDROCARBURES CLASSIQUES	17
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	21
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	23
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	25
GESTION DES RISQUES	27
MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS	29
PERSPECTIVES	35
MISE EN GARDE	36
ABRÉVIATIONS	38

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Au 31 mars 2011, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 29 G\$. Au premier trimestre de 2011, la production totale de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN de Cenovus a dépassé 246 000 barils équivalent pétrole par jour. L'exploitation de Cenovus regroupe des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, notamment Foster Creek et Christina Lake. Ces deux biens sont situés dans la région d'Athabasca et emploient la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« technique DGMV ») pour l'extraction du pétrole brut. Également dans la région d'Athabasca se trouvent le bien Pelican Lake, où la société a mis sur pied un projet de récupération assistée du pétrole par injection de polymères, et le nouveau projet Grand Rapids. Quant aux activités de la société à Weyburn, dans le sud de la Saskatchewan, la récupération du pétrole brut y est assistée par l'injection de dioxyde de carbone. La société exerce également des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel classiques en Alberta et en Saskatchewan. Outre ses actifs en amont, Cenovus détient une participation de 50 % dans deux raffineries aux États-Unis, dans l'Illinois et au Texas, laquelle lui permet d'intégrer en partie ses activités, depuis la production du pétrole brut jusqu'aux produits raffinés comme l'essence, le diesel et le carburéacteur, afin d'atténuer la volatilité liée aux fluctuations des prix des marchandises.

Pour les cinq prochaines années, les activités de Cenovus seront axées sur l'accroissement de la production tirée principalement de Foster Creek et de Christina Lake, outre Pelican Lake, ainsi que sur la poursuite de l'évaluation de ses nouvelles ressources. La société a fait la preuve de son expertise et de l'efficacité de sa méthode de mise en valeur des sables bitumineux à faible coût. Parallèlement, ses activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel classiques devraient aboutir à une production fiable et à des flux de trésorerie réguliers qui lui permettront de poursuivre la mise en valeur de ses actifs de sables bitumineux. Dans l'ensemble des activités de la société, qu'il s'agisse de pétrole brut ou de gaz naturel, la technologie joue un rôle crucial dans l'amélioration des méthodes d'extraction des ressources, car elle accroît les quantités récupérées et minore les coûts. Cenovus dispose d'une équipe d'experts chevronnés dont la priorité est l'innovation continue. L'un des objectifs primordiaux de la société est le perfectionnement des technologies en vue de réduire les quantités d'eau, de vapeur, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités, ainsi que l'atténuation des perturbations de la surface du sol.

La stratégie de la société consiste à miser sur la mise à en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan. Ses perspectives futures résident essentiellement dans la mise en valeur de l'avoir foncier qu'elle détient dans la région d'Athabasca dans le nord-est de l'Alberta. Outre les projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake, les trois biens nouveaux dans cette zone sont les suivants :

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

¹⁾ Participation approximative

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

Cenovus dispose de plusieurs possibilités de rehausser la valeur actionnariale, essentiellement au moyen de la croissance de la production issue des actifs liés aux sables bitumineux qu'elle possède, dont la majeure partie est sous-exploitée. Le plan d'affaires décennal de Cenovus consiste notamment à accroître la production nette issue des sables bitumineux, d'environ 60 000 b/j en 2010 jusqu'à 300 000 b/j d'ici la fin de 2019. La croissance devrait être principalement financée à l'interne à l'aide des flux de trésorerie que produisent les activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel de la société, activités

qui recèlent par ailleurs des possibilités d'expansion de la production attribuables aux nouvelles technologies. Du fait de sa production de gaz naturel, Cenovus jouit d'une source fiable de flux de trésorerie opérationnels couverture économique à l'égard du gaz utilisé comme combustible dans ses activités en amont et ses activités de raffinage. Qui plus est, grâce à ses raffineries, dont l'exploitation est assurée par ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée, Cenovus est en mesure d'atténuer l'incidence des cycles des prix des marchandises en traitant du pétrole lourd, c'est-à-dire en procédant à l'intégration économique de sa production issue des sables bitumineux. À cet égard, une étape décisive sera le démarrage prévu en 2011 de l'unité de cokéfaction au projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie de Wood River (projet « CORE »). En outre, la société exécute des opérations de couverture du prix des marchandises afin de stabiliser encore davantage ses flux de trésorerie. Pour renforcer sa stratégie de croissance de la valeur de l'actif net, Cenovus prévoit continuer de verser des dividendes significatifs dans le cadre de son objectif d'assurer un solide rendement global à long terme pour les actionnaires.

STRUCTURE D'ENTREPRISE

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

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

APERÇU DU PREMIER TRIMESTRE DE 2011

La société a entamé l'exercice 2011 avec l'intention de faire fructifier les solides résultats obtenus en 2010. Dans l'ensemble, les résultats du premier trimestre ont été conformes aux attentes de Cenovus, voire les ont surpassées. L'excellente performance opérationnelle à Foster Creek et à Christina Lake s'est traduite par des volumes de production sans précédent à ces deux projets. Les volumes de production de pétrole brut classique au cours du trimestre écoulé concordent avec les prévisions pour l'exercice au complet. En revanche, les volumes de production de gaz sont inférieurs aux prévisions en raison de problèmes liés aux conditions météorologiques.

Les variations des prix ont influé de façon significative sur les résultats du trimestre écoulé. En effet, alors que les prix du WTI augmentaient notablement, l'écart des prix WTI-WCS s'est amplifié pour atteindre en moyenne près de 23,00 \$ US le baril, du fait surtout de l'accroissement des stocks de WCS au sein du secteur en janvier et en février. La hausse des prix du WTI a eu des répercussions défavorables sur l'établissement des redevances de Cenovus, particulièrement dans le cas de Foster Creek, en plus

d'aboutir à des pertes réalisées sur les instruments financiers liés au pétrole brut pour le trimestre écoulé. Si les prix ont eu un effet néfaste sur les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, les flux de trésorerie opérationnels tirés du secteur Raffinage et commercialisation, quant à eux, ont crû sensiblement, la progression des marges de raffinage étant attribuable à l'accroissement des marges de craquage et le faible niveau des produits achetés tenant essentiellement à l'amplification de l'écart des prix WTI-WCS. L'amélioration des marges de raffinage a contrebalancé en partie l'impact négatif qu'ont eu les prix sur les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques et elle rend compte de l'intégration fructueuse du modèle économique de Cenovus qui vise à atténuer la volatilité qu'engendre la variation des cours des marchandises.

Au début du trimestre, en vue de gérer les effets persistants de la répartition liée aux perturbations ayant affecté les pipelines à la fin de 2010, la société a été en mesure de percer d'autres marchés où vendre son pétrole brut, ce qui a accru les frais de transport et de fluidification, mais lui a permis d'écouler sa production moyennant des prix nets concurrentiels et d'ainsi atténuer grandement les fermetures de puits.

De manière générale, le programme d'immobilisations se déroule comme prévu. Les dépenses d'investissement de 713 M\$ pour le trimestre écoulé sont nettement supérieures à celles de la période correspondante de 2010. L'augmentation est essentiellement imputable aux travaux qui se poursuivent pour les prochaines phases de Foster Creek et de Christina Lake et à la réalisation fructueuse du plus important programme de forage stratigraphique du trimestre (440 puits de forage stratigraphique bruts).

Les faits saillants opérationnels et de mise en valeur du premier trimestre de 2011 par rapport à 2010 sont notamment les suivants :

- la production à Foster Creek s'est établie en moyenne à 57 744 b/j, soit une hausse de 13 %;
- la production à Christina Lake s'est établie en moyenne à 9 084 b/j, soit une hausse de 22 %;
- les volumes de production de pétrole brut classique et de LGN ont crû de 4 %, compte non tenu de l'incidence des désinvestissements de 2010, principalement du fait de la hausse de la production de Bakken et de Lower Shaunavon;
- les volumes de production de gaz naturel ont fléchi de 16 %, ce qui concorde avec la stratégie de Cenovus visant à procéder au désinvestissement de biens non essentiels et avec le fait que les baisses normales de rendement ne sont pas compensées par la décision de la société de réduire les dépenses d'investissement connexes du fait de la faiblesse des prix du gaz;
- l'expansion des phases C et D de Christina Lake avance conformément à l'échéancier, la mise en production de la phase C étant prévue pour le troisième trimestre de 2011 et celle de la phase D pour les premiers mois de 2013;
- le projet CORE à la raffinerie Wood River continue d'avancer et le démarrage de l'unité de cokéfaction devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2011.

Les faits saillants financiers du premier trimestre de 2011 par rapport à 2010 sont notamment les suivants :

- les produits ont augmenté de 278 M\$, soit 9 %, principalement du fait de l'amélioration des prix des produits raffinés ainsi que la hausse de 5 % des volumes de production de pétrole brut et de LGN en partie contrebalancée par le glissement des prix moyens des marchandises;
- l'augmentation du prix de référence du pétrole brut WTI a été atténuée par l'amplification de l'écart des prix du pétrole lourd et l'appréciation du dollar canadien, facteurs qui ont abouti au fléchissement des prix nets, compte non tenu des profits ou pertes réalisés au titre de la gestion des risques. De plus, la baisse des volumes de gaz naturel et des prix de vente a comprimé les flux de trésorerie opérationnels des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques;
- Les flux de trésorerie opérationnels du secteur Raffinage et commercialisation ont crû de 183 M\$ étant donné la progression de 186 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités de raffinage, laquelle tenait à l'accroissement des marges de craquage;
- le secteur Hydrocarbures classiques a généré un surplus de plus de 200 M\$ des flux de trésorerie opérationnels par rapport aux investissements connexes, facteur qui rendu possible le financement partiel de la mise en valeur ultérieure des projets de sables bitumineux;
- les flux de trésorerie ont régressé de 693 M\$, ou 4 %, par rapport au premier trimestre de 2010, du fait essentiellement du fléchissement des prix du gaz naturel et des volumes connexes;
- le résultat opérationnel a reculé de 144 M\$ pour s'établir à 209 M\$, en raison surtout de la baisse des flux de trésorerie et de la hausse de la charge d'impôt différé (compte non tenu de l'impôt différé sur les profits et pertes liés à la gestion des risques);
- la société continue de verser un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action.

Dans l'ensemble, nous avons obtenu de bons résultats au cours du trimestre.

CONTEXTE COMMERCIAL

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

Principaux prix de référence¹⁾

	2011	2010				2009			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Prix du pétrole brut									
(\$ US/b)									
West Texas Intermediate									
Moyenne	94,60	85,24	76,21	78,05	78,88	76,13	68,24	59,79	43,31
Prix au comptant à la fin de la période	106,72	91,38	79,97	75,63	83,45	79,36	70,46	69,82	49,64
Western Canadian Select (WCS)									
Moyenne	71,74	67,12	60,56	63,96	69,84	64,01	58,06	52,37	34,38
Prix au comptant à la fin de la période	91,37	72,87	64,97	61,38	70,25	71,84	59,76	59,12	42,69
Prix moyen - Écart									
WTI/WCS	22,86	18,12	15,65	14,09	9,04	12,12	10,18	7,42	8,93
Condensats									
(C5 à Edmonton)	98,90	85,24	74,53	82,87	84,98	74,42	65,76	58,07	46,26
Prix moyen - Écart									
WTI/condensats	(4,30)	-	1,68	(4,82)	(6,10)	1,71	2,48	1,72	(2,95)
Marge de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾ (\$ US/b)									
Chicago	16,62	9,25	10,34	11,60	6,11	5,00	8,48	10,95	9,75
Midwest Combined (« groupe 3 »)	19,04	9,12	10,60	11,38	6,82	5,52	8,06	9,16	9,62
Prix du gaz naturel									
Prix AECO (\$ CA/gj)	3,58	3,39	3,52	3,66	5,08	4,01	2,87	3,47	5,34
Prix NYMEX (\$ US/Mbtu)	4,11	3,80	4,38	4,09	5,30	4,17	3,39	3,50	4,89
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/Mbtu)	0,29	0,28	0,78	0,32	0,19	0,19	0,67	0,39	0,35
Taux de change moyen									
Moyenne du taux de change du dollar US par rapport au dollar CA									
	1,015	0,987	0,962	0,973	0,961	0,947	0,911	0,857	0,803

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 moyens qu'a obtenus Cenovus et les résultats réalisés au titre de la gestion des risques, se reporter à la sous-rubrique « Prix nets opérationnels » à la rubrique « Résultat opérationnel » du présent rapport de gestion.

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

Le prix de référence du WTI au premier trimestre de 2011 a augmenté en raison du conflit géopolitique en Libye qui a provoqué la réduction des stocks de pétrole brut en provenance de cette région. Même si la majeure partie de cette production est vendue sur les marchés européens, elle a quand même une incidence sur les prix du brut en Amérique du Nord. C'est pourquoi le prix de référence du WTI a franchi la barre des 106,00 \$ US le baril au premier trimestre. Malgré la hausse des prix, l'écart négatif du WTI par rapport au prix du pétrole brut à l'échelle mondiale s'est amplifié au premier trimestre de par la congestion engendrée par la hausse des stocks infracôtiers, des limites visant le transport par pipeline et l'accroissement des travaux de maintenance visant le raffinage dans la région de Cushing, étant donné la capacité restreinte d'acheminement par pipeline vers les marchés de la côte du Golfe du Mexique, facteur qui a comprimé d'autant les prix des pétroles bruts intérieurs. La catastrophe naturelle au Japon n'a pas eu d'effet notable sur les prix du pétrole brut malgré la contraction de la demande de pétrole brut du fait de l'interruption de l'activité économique au Japon. Le WTI est un prix de référence pour le brut canadien car il reflète les prix infracôtiers d'Amérique du Nord et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances à l'égard de plusieurs biens de pétrole brut de la société.

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. Les perturbations ayant affecté le transport par pipeline de l'Ouest canadien aux raffineries du Midwest américain, et la répartition connexe du pétrole brut, qui ont débuté au second semestre de 2010, ont continué de nuire au prix du WCS au premier trimestre de 2011. Outre la progression de l'offre de pétrole lourd, les pétroles bruts synthétiques et avars intérieurs ont également

enregistré une forte croissance, facteur qui a surchargé le transport par pipeline et a entraîné la réduction des prix de toutes les teneurs de bruts intérieurs par rapport aux bruts côtiers, notamment le WTI à Cushing, dans l'Oklahoma. Conjugués à l'augmentation des prix du WTI, ces restrictions du transport par pipeline ont provoqué l'accroissement continu des stocks de WCS au début de l'exercice et l'amplification de l'écart des prix WTI-WCS qui a atteint 33,00 \$ US le baril avant de se stabiliser à 15,35 \$US le baril à la fin du premier trimestre, parallèlement au ralentissement de l'accumulation des stocks au Canada.

La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production de bitume et de pétrole lourd de Cenovus. L'écart WTI/condensats correspond au prix de référence des condensats par rapport au prix du WTI. Comme, à la vente, les condensats achetés sont intégrés au pétrole brut fluidifié, le coût des achats de condensats a une incidence aussi bien sur les produits que sur les frais de transport et de fluidification. Il n'existe aucune corrélation entre les écarts WTI/WCS d'une part et WTI/condensats d'autre part. En outre, les fluctuations des prix tendent à ne pas être parallèles. À mesure que l'écart négatif du WTI par rapport aux pétroles légers extracôtiers augmentait, l'écart positif des condensats par rapport au WTI s'est creusé puisque le baril marginal de condensats sur les marchés de l'Alberta provenait de marchés liés aux prix mondiaux et non pas intérieurs.

À l'échelle mondiale, les marges de craquage de référence sont demeurées faibles pour la majeure partie du trimestre jusqu'à ce que les dommages causés à la capacité de raffinage du Japon par le séisme dans ce pays donnent lieu à une amélioration modérée des marges de craquage de référence. En revanche, les marges de craquage sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que groupe 3) enregistrent un relèvement notable par rapport à la période correspondante de 2010, du fait des écarts négatifs par rapport au brut intérieur déjà mentionné et au fait que les prix des produits raffinés demeurent liés aux prix des marchés mondiaux.

Au premier trimestre de 2011, les prix du gaz naturel de référence de la NYMEX ont fléchi par rapport à un an plus tôt. Cette baisse demeure attribuable à l'incidence des stocks élevés de gaz naturel. Malgré l'hiver très rigoureux et le fait que la production d'électricité soit de plus en plus alimentée au gaz naturel plutôt qu'au charbon, les volumes de stockage de gaz naturel demeuraient tout juste au-dessus des moyennes quinquennales à la fin du trimestre écoulé.

Au premier trimestre de 2011, le dollar canadien s'est affermi par rapport au dollar américain, facteur essentiellement attribuable à la hausse des prix du pétrole brut. Cependant, depuis le début du conflit en Libye, le dollar canadien ne s'est pas apprécié comme il l'avait fait auparavant lors de hausses des prix du pétrole brut. 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 dollars américains. De façon analogue, toute appréciation du dollar canadien comprime les résultats que déclare la société.

La stratégie de gestion des risques de Cenovus consiste à utiliser des instruments financiers en vue de préserver et de stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. Les profits réalisés au titre de la gestion des risques au premier trimestre de 2011 se sont établis à 11 M\$ après impôt (profits de 17 M\$ au premier trimestre de 2010). Pour de plus amples renseignements sur le programme de gestion des risques de Cenovus, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

INFORMATION FINANCIÈRE

Il s'agit de la première période de présentation de l'information financière pour laquelle Cenovus utilise ses méthodes comptables en IFRS. Conformément à IFRS 1, la date de transition aux IFRS était le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, les chiffres comparatifs de 2010 ont été préparés conformément aux méthodes comptables en IFRS de la société. L'information financière de 2009 contenue dans le présent rapport de gestion a été préparée conformément au référentiel comptable antérieur et, comme le permet IFRS 1, elle n'a pas été présentée de nouveau en IFRS. Pour de plus amples renseignements sur les méthodes comptables en IFRS de Cenovus, se reporter à la rubrique « Méthodes comptables et estimations » du présent rapport de gestion ainsi qu'aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009	T2 2009	T1 2009
						<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>			
Produits ¹⁾	3 500	3 363	2 962	3 094	3 222	3 005	3 001	2 818	2 693
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	834	815	661	665	840	954	1 134	1 173	928
Flux de trésorerie ²⁾	693	645	509	537	721	235	924	945	741
- dilués par action ³⁾	0,91	0,85	0,68	0,71	0,96	0,31	1,23	1,26	0,99
Résultat opérationnel ²⁾	209	147	156	143	353	169	427	512	414
- dilué par action ³⁾	0,28	0,19	0,21	0,19	0,47	0,23	0,57	0,68	0,55
Résultat net	47	78	295	183	525	42	101	160	515
- de base par action ³⁾	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06	0,13	0,21	0,69
- dilué par action ³⁾	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06	0,13	0,21	0,69
Dépenses d'investissement ⁴⁾	713	701	479	444	491	507	515	488	652
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	(20)	(56)	30	93	230	(272)	409	457	89
Dividendes en trésorerie ⁵⁾	151	151	150	150	150	159	s. o.	s. o.	s. o.
- par action ⁵⁾	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20 \$US	s. o.	s. o.	s. o.

- 1) Conformément au référentiel comptable antérieur, les montants pour 2009 correspondaient aux produits nets, lesquels comprennent les profits et les pertes liés aux composantes produits des activités de gestion des risques de la société, désormais présentés dans un poste distinct.
- 2) Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport de gestion.
- 3) Tout montant par action antérieur au 1^{er} décembre 2009 a été calculé en fonction des soldes d'actions ordinaires d'Encana Corporation (« 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.
- 4) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.
- 5) Le dividende du quatrième trimestre de 2009 tient compte d'un montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

VARIATION DES PRODUITS

(en millions de dollars)

Produits du trimestre clos le 31 mars 2010	3 222 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :	
Sables bitumineux	53
Hydrocarbures classiques	(126)
Raffinage et commercialisation	353
Activités non sectorielles et éliminations	(2)
Produits du trimestre clos le 31 mars 2011	3 500 \$

Au premier trimestre de 2011, les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû du fait de la hausse de 7 % de la production de pétrole brut, qui a été en partie atténuée par le glissement des prix moyens du pétrole brut attribuable à l'amplification de l'écart des prix WTI-WCS. L'augmentation des produits rend compte également de la hausse des prix et des volumes de condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd qui correspond à l'accroissement de la production de Cenovus. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la hausse des redevances du fait de l'augmentation des prix du WTI et des redevances postérieures à la récupération des coûts du projet à Foster Creek pour un trimestre complet.

Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont fléchi au premier trimestre de 2011, en raison essentiellement de l'affaiblissement des prix du gaz naturel et des baisses prévues de la production de gaz naturel, outre le glissement de la moyenne des prix de vente du pétrole brut. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'accroissement de la production de pétrole brut et la baisse des redevances sur le gaz naturel.

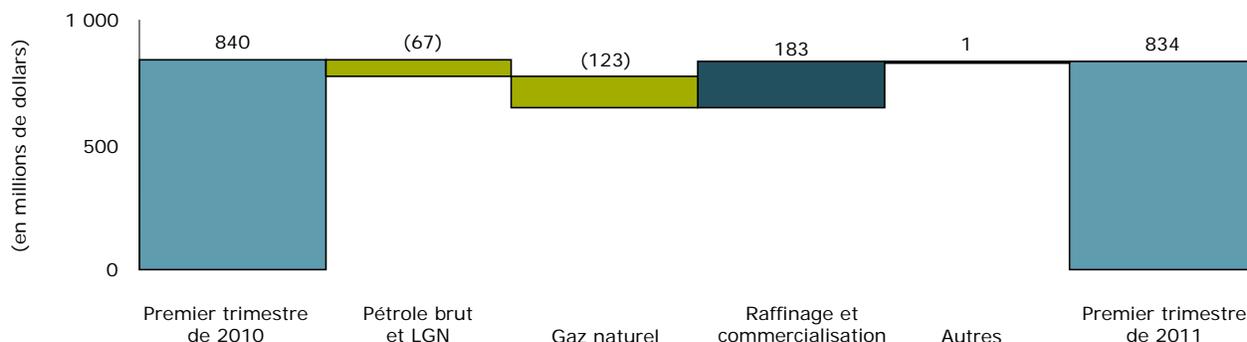
Les produits du secteur Raffinage et commercialisation pour le premier trimestre de 2011 ont augmenté, du fait principalement de l'augmentation des prix des produits raffinés, ainsi que des volumes liés aux ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation.

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

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Sables bitumineux		
Pétrole brut et LGN	250 \$	299 \$
Gaz naturel	7	16
Autres	2	-
Hydrocarbures classiques		
Pétrole brut et LGN	208	226
Gaz naturel	185	299
Autres	2	3
Raffinage et commercialisation	180	(3)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	834 \$	840 \$

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'un exercice à l'autre. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles correspondent aux produits, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges opérationnelles ainsi que de la taxe à la production et des impôts miniers, plus les profits ou pertes réalisés au titre de la gestion des risques. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ne tiennent pas compte des profits ou pertes latents liés à la gestion des risques qui sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.



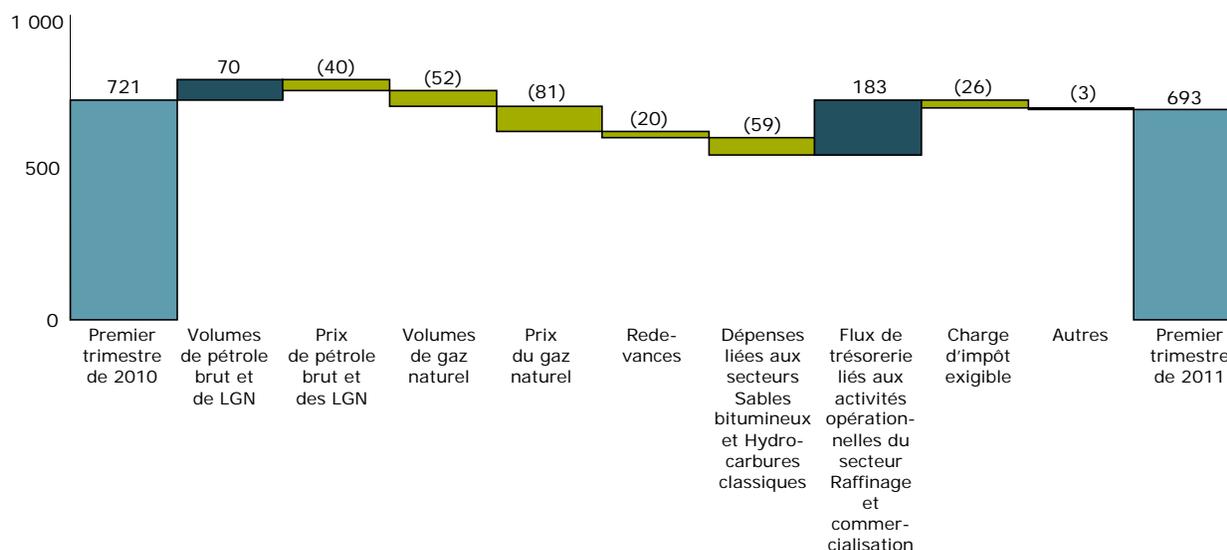
Au premier trimestre de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont reculé de 6 M\$ surtout du fait de la baisse de 123 M\$ liée au gaz naturel, laquelle tient au fléchissement des prix de vente et des volumes. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au pétrole brut et aux LGN ont baissé de 67 M\$ au premier trimestre de 2011, du fait essentiellement du glissement de la moyenne des prix de vente ainsi que de la hausse des redevances et des charges opérationnelles, facteurs contrebalancés par l'accroissement de la production. Ces baisses ont été atténuées en partie par l'augmentation de 183 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation attribuable principalement à l'amélioration des marges de raffinage. Cette amélioration tient aussi bien à la hausse des produits raffinés qu'aux coûts favorables des produits achetés en raison de l'élargissement de l'écart des prix WTI-WCS et des réductions du pétrole brut intérieur des États-Unis.

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

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR qui correspond aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, 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 d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	631 \$	820 \$
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(29)	(15)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(33)	114
Flux de trésorerie	693 \$	721 \$



Au premier trimestre de 2011, les flux de trésorerie de Cenovus ont reculé de 28 M\$ comparativement à la période correspondante de 2010, la baisse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- le prix de vente moyen du gaz naturel a fléchi de 28 %, passant de 5,27 \$ le kpi³ à 3,82 \$ le kpi³;
- la production de gaz naturel a baissé de 16 % par suite du désinvestissement de biens non essentiels représentant 41 Mpi³/j en 2010 ainsi que des baisses normales de rendement;
- les charges opérationnelles liées au pétrole brut et aux LGN ont augmenté du fait essentiellement de l'accroissement des activités de maintenance et de réparation, de problèmes liés aux conditions météorologiques et de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme en raison de l'appréciation du cours de l'action de la société;
- le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN a reculé de 5 %, passant de 68,85 \$ le baril à 65,37 \$ le baril;
- la charge d'impôt exigible a crû de 26 M\$ par suite de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation. La charge d'impôt exigible a augmenté également en raison de l'utilisation de certaines catégories fiscales à partir de la constitution de la société au premier trimestre de 2010, laquelle avait réduit la charge d'impôt exigible de la société;
- les redevances ont augmenté de 20 M\$ à la suite essentiellement de la hausse des prix du WTI en 2011, ainsi que du fait que les redevances postérieures à la récupération des coûts du projet de Foster Creek visaient seulement deux mois de l'exercice 2010.

La baisse des flux de trésorerie du premier trimestre de 2011 a été atténuée par les facteurs suivants :

- la hausse notable de 183 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation, attribuable surtout à l'amélioration des marges de raffinage;
- les volumes de production de pétrole brut et de LGN ont progressé de 5 %.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Résultat net	47 \$	525 \$
(Ajouter) déduire		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	(201)	170
Profits (pertes) de change non opérationnels, après impôt ²⁾	39	2
Résultat opérationnel	209 \$	353 \$

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

Le résultat opérationnel est une mesure hors PCGR qui correspond au résultat net, compte non tenu du profit ou de la perte après impôt sur les activités abandonnées, du profit au titre d'un achat à prix incitatif, après impôt, de l'incidence après impôt des profits (pertes) latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, les profits (pertes) de change, après impôt, à la conversion d'éléments non opérationnels hors exploitation, de l'incidence après impôt des profits (pertes) au désinvestissement d'actifs et de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi.

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

Le recul du résultat opérationnel au premier trimestre de 2011 concorde avec le fléchissement des flux de trésorerie et la hausse de la charge d'impôt différé (à l'exclusion de l'impôt différé sur les profits et pertes liés à la gestion des risques ainsi que les profits et pertes sur les profits de change non opérationnels), facteurs en partie contrebalancés par la baisse la charge d'amortissement et d'épuisement.

VARIATION DU RÉSULTAT NET

(en millions de dollars)	
Résultat net pour le trimestre clos le 31 mars 2010	525 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(6)
Activités non sectorielles et éliminations	
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	(371)
Profits (pertes) de change latents	4
Charges ¹⁾	(69)
Amortissement et épuisement	23
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques	(59)
Résultat net pour l'exercice clos le 31 mars 2011	47 \$

- 1) Tient compte des frais généraux et des frais d'administration, des produits d'intérêts, des charges financières, des pertes (profits) de change réalisés, du profit (perte) au titre de désinvestissements, des autres charges (produits) nettes ainsi que des charges opérationnelles du secteur Activités non sectorielles.

Au premier trimestre de 2011, le résultat net a reculé de 478 M\$ comparativement à la période correspondante de 2010. Les éléments répertoriés ci-dessus, qui ont réduit les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société au premier trimestre de 2011, ont aussi comprimé le résultat net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net du premier trimestre de 2011 figurent les suivants :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 201 M\$, après impôt, contre des profits de 170 M\$, après impôt, au premier trimestre de 2010;
- des profits de change latents de 36 M\$ au premier trimestre de 2011 contre des profits de 32 M\$ au premier trimestre de 2010;
- une diminution de 23 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- un accroissement des frais généraux et des frais d'administration en raison de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme du fait de l'appréciation du cours de l'action de la société;
- une charge d'impôt de 107 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, au premier trimestre de 2011, contre 48 M\$ au premier trimestre de 2010.

Incidence des opérations liées à la gestion des risques sur le résultat net

En matière de gestion des risques, 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 variations des profits ou pertes établis à la valeur de marché aux termes de ces instruments financiers ont une incidence sur le résultat net jusqu'au règlement des contrats en question et sont issues de la volatilité des prix à terme des marchandises et des fluctuations du solde des contrats non réglés.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques, après impôt ¹⁾	(201) \$	170 \$
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques, après impôt ²⁾	11	17
Effets des opérations de couverture sur le résultat net	(190) \$	187 \$

- 1) Élément hors trésorerie inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et éliminations. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements sur les profits (pertes) latents liés à la gestion des risques.
- 2) Inclus dans les résultats financiers des secteurs Sables bitumineux, Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation et inclus dans les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les flux de trésorerie.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT, MONTANT NET

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Sables bitumineux	404 \$	184 \$
Hydrocarbures classiques	176	102
Raffinage et commercialisation	102	204
Activités non sectorielles	31	1
Dépenses d'investissement	713	491
Acquisitions	19	-
Désinvestissements	(4)	(72)
Dépenses d'investissement, montant net ¹⁾	728 \$	419 \$

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

Les actifs de prospection et d'évaluation ont trait aux biens dont la faisabilité technique et la viabilité commerciale n'ont pas été établies. Dans les états financiers de Cenovus, selon les IFRS, la présentation des actifs de prospection et d'évaluation doit être distincte de celle des immobilisations corporelles. En revanche, aux fins de la gestion de son programme d'immobilisations, la société n'établit aucune distinction entre les charges liées aux actifs de prospection et d'évaluation et les immobilisations corporelles. Par conséquent, en ce qui concerne ses dépenses d'investissement, elle n'a pas séparé les actifs de prospection et d'évaluation des immobilisations corporelles pour les besoins du présent rapport de gestion.

Au premier trimestre de 2011, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont porté principalement sur les installations, aussi bien à Foster Creek qu'à Christina Lake, relatives aux prochaines phases d'expansion. La société a également foré 440 puits de forage stratigraphique bruts durant le trimestre, son programme le plus ambitieux à ce jour, dont les résultats serviront à la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux. Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques au premier trimestre de 2011 étaient principalement axées sur la mise en valeur continue des biens de pétrole classique de la société. Quant aux dépenses d'investissement liées aux activités du secteur Raffinage et commercialisation, elles ont visé essentiellement le projet CORE de la raffinerie de Wood River.

Dans l'ensemble, les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2011 ont dépassé de 222 M\$ celles engagées à la période correspondante de 2010, augmentation qui traduit la volonté de la société, conformément à son plan d'affaires décennal, d'accroître la production nette tirée des sables bitumineux jusqu'à 300 000 b/j. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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 aux flux de trésorerie déduction faite des dépenses d'investissement, à l'exclusion des acquisitions et des désinvestissements. Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR définie à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Flux de trésorerie	693 \$	721 \$
Dépenses d'investissement	713	491
Flux de trésorerie disponibles	(20) \$	230 \$

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Volumes de production de pétrole brut et de LGN

(b/j)	2011	2010				2009			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Sables bitumineux									
Foster Creek	57 744	52 183	50 269	51 010	51 126	47 017	40 367	34 729	28 554
Christina Lake	9 084	8 606	7 838	7 716	7 420	7 319	6 305	6 530	6 635
Pelican Lake	21 360	21 738	23 259	23 319	23 565	23 804	25 671	23 989	26 029
Senlac	-	-	-	-	-	2 221	5 080	2 574	2 334
Hydrocarbures classiques									
Pétrole lourd	16 447	16 553	16 921	16 205	16 962	17 127	18 073	18 074	18 290
Pétrole moyen et léger	31 539	29 323	28 608	29 150	30 320	30 644	29 749	30 189	31 004
LGN ¹⁾	1 181	1 190	1 172	1 166	1 156	1 183	1 242	1 184	1 213
	137 355	129 593	128 067	128 566	130 549	129 315	126 487	117 269	114 059

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production globale de pétrole brut et de LGN de Cenovus a progressé de 5 % au premier trimestre de 2011 par rapport au premier trimestre de 2010. La croissance des volumes de production à Foster Creek, à Christina Lake et aux biens de pétrole brut moyen et léger classique de la société a été neutralisée en partie par les baisses normales de rendement et le désinvestissement de biens non essentiels en 2010. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Volumes de production de gaz naturel

(Mpi ³ /j)	2011	2010				2009			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Hydrocarbures classiques	620	649	694	705	730	750	775	799	814
Sables bitumineux	32	39	44	46	45	47	55	57	52
	652	688	738	751	775	797	830	856	866

Au premier trimestre de 2011, les volumes de production de gaz naturel de Cenovus ont baissé comme prévu. La société prévoyait une contraction des volumes du fait de sa décision stratégique de réduire depuis deux ans les dépenses d'investissement liées au gaz naturel et d'investir davantage dans les projets de pétrole brut. La baisse tient également à la stratégie de Cenovus de procéder au désinvestissement de biens gaziers non essentiels responsables d'une production d'environ 41 Mpi³/j au premier trimestre de 2010, soit environ 5 % de sa production. L'autre facteur qui explique la réduction de la production de gaz naturel de la société est le mauvais temps durant la période hivernale.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 31 mars			
	2011		2010	
	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	65,37 \$	3,82 \$	68,85 \$	5,27 \$
Redevances	9,98	0,08	8,78	0,14
Transport et fluidification ¹⁾	2,60	0,17	1,83	0,21
Charges opérationnelles	13,43	1,19	11,34	0,93
Taxe à la production et impôts miniers	0,36	0,06	0,59	0,07
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	39,00	2,32	46,31	3,92
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques	(2,67)	0,89	(0,78)	0,53
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	36,33 \$	3,21 \$	45,53 \$	4,45 \$

1) Les prix nets opérationnels pour le pétrole brut et les LGN ne tiennent pas compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du bitume ni des coûts liés aux condensats imputés aux frais de transport et de fluidification.

Au premier trimestre de 2011, le prix net moyen pour le pétrole brut et les LGN, compte non tenu des profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques, a baissé de 7,31 \$ le baril, du fait essentiellement de la baisse des prix de vente attribuable à l'amplification de l'écart des prix WTI-WCS et à l'appréciation du dollar canadien, outre la hausse des redevances du fait de l'augmentation du prix de référence du WTI et la hausse des charges opérationnelles. Le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques, a reculé de 1,60 \$ le kpi³ principalement du fait de la baisse des prix de vente et de l'augmentation des charges opérationnelles. L'accroissement des charges opérationnelles pour le pétrole brut et les LGN, ainsi que le gaz naturel, est essentiellement due à la hausse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme étant donné l'appréciation du cours de l'action de Cenovus au premier trimestre de 2011. La rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion renferme des renseignements additionnels concernant les éléments inclus dans les prix nets opérationnels.

La stratégie de gestion des risques de Cenovus consiste à utiliser des instruments financiers en vue de préserver et de stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. Au premier trimestre de 2011, cette stratégie a entraîné des profits réalisés sur les instruments financiers liés au gaz naturel et des pertes réalisées sur les instruments financiers liés au pétrole brut. Ce résultat concorde aux prix fixés par contrat en fonction du contexte commercial actuel, marqué par le fléchissement des prix de référence du gaz naturel et la hausse des prix de référence du WTI pour le pétrole brut. Pour obtenir de plus amples renseignements sur ce programme, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

SECTEURS À PRÉSENTER

SABLES BITUMINEUX

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

Pour le premier trimestre de 2011, les points saillants en ce qui concerne le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- Foster Creek et Christina Lake ont tous deux atteint des niveaux de production sans précédent, avec une croissance de 14 % par rapport à la période correspondante de 2010;
- le vaste programme hivernal de forage stratigraphique (440 puits bruts) a permis à la société de faire avancer les projets de son secteur Sables bitumineux tout en se prémunissant contre d'éventuelles expirations de baux à Pelican Lake;
- les phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake ont continué de progresser.

SABLES BITUMINEUX – PÉTROLE BRUT

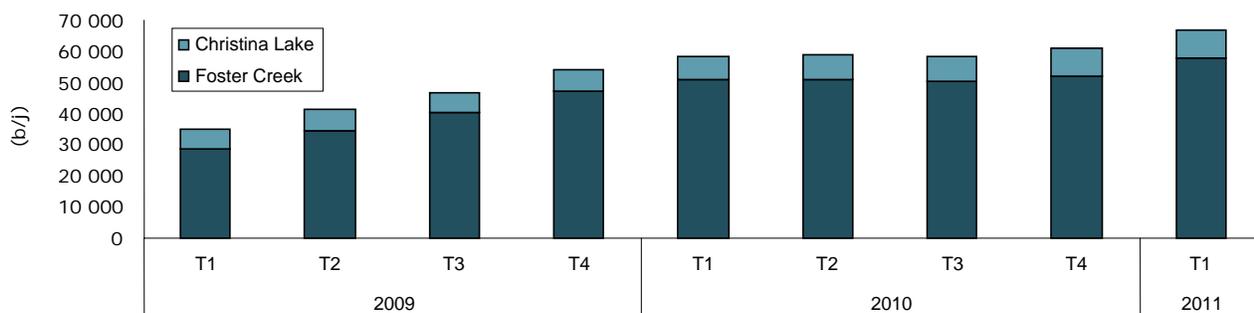
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Ventes brutes	784 \$	699 \$
Déduire : redevances	82	57
Produits	702	642
Charges		
Transport et fluidification	321	251
Activités opérationnelles	107	83
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	24	9
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	250	299
Dépenses d'investissement	390	182
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	(140) \$	117 \$

Volumes de production

Pétrole brut (b/j)	Trimestres clos les 31 mars		
	2011	Variation entre 2010 et 2009	2010
Foster Creek	57 744	13 %	51 126
Christina Lake	9 084	22 %	7 420
Total partiel	66 828	14 %	58 546
Pelican Lake	21 360	-9 %	23 565
	88 188	7 %	82 111

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



Variation des produits

(en millions de dollars)	Premier trimestre de 2010	Variation des produits nets relative aux éléments suivants :				Premier trimestre de 2011
		Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	
Pétrole brut	642 \$	(34)	58	(25)	61	702 \$

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

Au premier trimestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a reculé de 7 % pour s'établir à 60,35 \$ le baril par rapport à la période correspondante de 2010, ce qui s'explique par le fait que les augmentations du prix de référence du WCS en dollars américains ont été plus que contrebalancées par l'appréciation du dollar canadien. Le prix de vente moyen pour le trimestre écoulé a été également comprimé par la répartition par suite des perturbations affectant le transport par pipeline vers les marchés des États-Unis.

À Foster Creek, la production a augmenté de 13 %, en raison principalement de l'amélioration de l'efficacité de l'usine comme l'attestent la réduction des temps d'arrêt et la progression du rapport vapeur/pétrole au premier trimestre de 2011. Toujours à Foster Creek, une révision est prévue pour le deuxième trimestre de 2011 qui devrait durer environ trois semaines et diminuer la production d'environ 8 000 b/j pour le trimestre. À Christina Lake, la production a augmenté de 22 % à la suite de l'amplification de la production issue de l'expansion de la phase B, de l'optimisation de puits et de la production tirée du premier puits interposé. À Pelican Lake, le fléchissement de la production est attribuable aux baisses normales de rendement ainsi qu'à la répartition par suite des perturbations touchant le transport par pipeline durant un mois, facteur en partie compensé par les résultats des activités d'injection de polymères.

Les redevances ont augmenté de 25 M\$ au premier trimestre de 2011 du fait de la hausse du WTI atténuée en partie par l'appréciation du dollar canadien utilisé pour calculer les redevances, outre qu'en 2010 le paiement de redevances postérieures à la récupération des coûts du projet à Foster Creek ne visait que deux mois. Au premier trimestre de 2011, le taux de redevance réel s'est établi à 21,2 % pour Foster Creek (9,7 % au premier trimestre de 2010) et à 4,8 % pour Christina Lake (4,0 % au premier trimestre de 2010). À Pelican Lake, les redevances se sont repliées du fait essentiellement de la hausse des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles, le taux de redevance réel s'établissant à 13,9 % (21,4 % au premier trimestre de 2010).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 70 M\$ au premier trimestre de 2011. La portion de la hausse attribuable aux condensats (61 M\$) avait trait principalement à la hausse des volumes de condensats nécessaires du fait de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake ainsi que de la hausse du coût moyen des condensats. Les frais de fluidification à Pelican Lake sont demeurés stables par rapport à 2010. Les frais de transport ont crû de 9 M\$ du fait de l'augmentation des charges liées au transport en vue de pénétrer les marchés disponibles afin d'éviter la réduction des volumes à la suite de fermetures de puits attribuables aux restrictions touchant le transport par pipeline, ainsi que de l'accroissement des volumes de production.

Les charges opérationnelles ont augmenté de 24 M\$ en raison de l'accroissement du personnel sur le terrain, de la majoration des frais de réparation et d'entretien, ainsi que de la hausse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme. En outre, la hausse des charges opérationnelles à Foster Creek et à Christina Lake s'explique par l'augmentation des volumes de production tandis que, à Pelican Lake, la progression des charges opérationnelles tient aux coûts des polymères qui ont augmenté.

Les profits ou pertes réalisés au titre de la gestion des risques au premier trimestre de 2011 se sont soldés par des pertes de 24 M\$ (3,01 \$ par baril) comparativement à des pertes de 9 M\$ (1,04 \$ par baril) au premier trimestre de 2010.

SABLES BITUMINEUX – GAZ NATUREL

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société à Athabasca et d'autres biens de moindre importance. Par suite essentiellement des baisses normales de rendement, la production de gaz naturel de Cenovus issue d'Athabasca a fléchi pour s'établir à 32 Mpi³/j au premier trimestre de 2011 (45 Mpi³/j au premier trimestre de 2010). Du fait de la production à la baisse ainsi que du recul des prix du gaz naturel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont repliés de 9 M\$ au premier trimestre de 2011.

SABLES BITUMINEUX – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Foster Creek	103 \$	56 \$
Christina Lake	108	63
Total partiel	211	119
Pelican Lake	84	22
Nouvelles zones de ressources	94	39
Autres ¹⁾	15	4
Dépenses d'investissement ²⁾	404 \$	184 \$

1) Comprend le gaz naturel d'Athabasca.

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

Les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Sables bitumineux au premier trimestre de 2011 ont visé essentiellement la poursuite de la mise en valeur des phases d'expansion des projets Foster Creek et Christina Lake, le forage stratigraphique à l'appui de la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux, ainsi que des activités liées à l'injection de polymères à Pelican Lake. La société respecte son échéancier en ce qui concerne l'augmentation de la capacité de production brute de Foster Creek et de Christina Lake à environ 218 000 b/j de bitume avec l'achèvement prévu des phases C et D.

Au premier trimestre de 2011, les dépenses d'investissement à Foster Creek ont augmenté comparativement à la période correspondante de 2010 du fait de l'accroissement des dépenses liées aux phases F, G et H à l'égard desquelles la société a reçu l'autorisation réglementaire au troisième trimestre de 2010. La majeure partie des dépenses à Foster Creek avaient trait principalement aux puits de forage stratigraphique, à l'ingénierie et à la conception, à la préparation du site, à l'expansion de l'usine et à la construction de la plateforme d'exploitation pour l'expansion des phases F, G et H ainsi que le maintien du capital pour les phases en production.

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté au premier trimestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010 par suite essentiellement des essais stratigraphiques et de l'expansion des phases C et D, notamment l'ingénierie et la conception, la fabrication de modules, l'expansion de l'usine et le forage lié à la plateforme d'exploitation. La société prévoit d'accroître la capacité de production brute jusqu'à environ 98 000 b/j, avec l'achèvement prévu des phases C et D. Cenovus compte commencer l'injection de vapeur vers la fin du deuxième trimestre de 2011 à la phase C, la mise en production étant prévue pour le troisième trimestre du présent exercice. L'injection de valeur et la mise en production de la phase D devraient avoir lieu au début de 2013.

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement visaient essentiellement le forage intercalaire en vue de faire avancer l'injection de polymères, outre le forage stratigraphique et le maintien du capital.

En ce qui a trait aux nouvelles zones de ressources, les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2011 concernaient principalement les essais stratigraphiques et l'achèvement des programmes de prospection sismique à l'appui des futurs projets de sables bitumineux. Au projet pilote de Grand Rapids, l'injection de vapeur a démarré à la fin de 2010 et la production devrait commencer au deuxième trimestre de 2011. Les résultats issus de ce projet pilote devraient permettre de mieux comprendre la performance du puits DGMV dans la formation.

Puits de forage stratigraphiques bruts

Conformément à sa stratégie qui consiste à maximiser la valeur de ses ressources, Cenovus a achevé son plus important programme de forage stratigraphique au cours du trimestre écoulé. Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek et à Christina Lake sont liés aux prochaines phases d'expansion, tandis que les autres puits de forage stratigraphique visent à continuer la collecte de données sur la qualité des projets de la société et à appuyer les demandes d'autorisation réglementaire. Cenovus a également foré plusieurs puits à Pelican Lake afin de se prémunir contre d'éventuelles expirations de baux liés à ce bien.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Foster Creek	110	67
Christina Lake	59	24
Total partiel	169	91
Pelican Lake	57	-
Narrows Lake	41	35
Grand Rapids	38	31
Borealis	84	26
Autres	51	15
	440	198

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN en Alberta et en Saskatchewan. Les actifs de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits. La fiabilité de ces biens quant à la production et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles jouent un rôle primordial dans le financement de la croissance future des projets de sables bitumineux.

En ce qui concerne la division Hydrocarbures classiques, les points saillants du premier trimestre de 2011 sont les suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont dépassé de 200 M\$ les dépenses d'investissement;
- la mise en valeur s'est poursuivie dans les zones de Bakken et de Lower Shaunavon où la société a accru la production, qui est passée de moins de 1 800 b/j au premier trimestre de 2010 à environ 3 300 b/j au premier trimestre de 2011.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – PÉTROLE BRUT et LGN

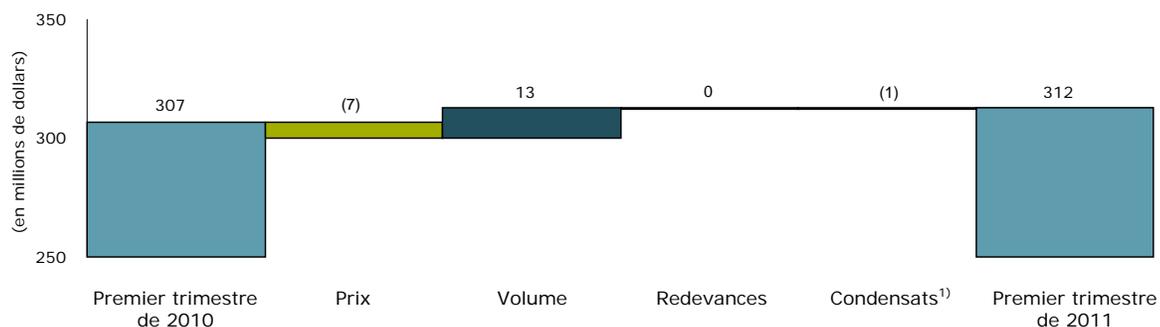
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Ventes brutes	356 \$	351 \$
Déduire : redevances	44	44
Produits	312	307
Charges		
Transport et fluidification	27	26
Activités opérationnelles	63	46
Taxe à la production et impôts miniers	5	7
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	9	2
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	208	226
Dépenses d'investissement	153	66
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	55 \$	160 \$

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 31 mars		
	2011	2011 par rapport à 2010	2010
Pétrole lourd			
Alberta	16 447 \$	-3 %	16 962 \$
Pétrole moyen et léger			
Alberta	11 326	-4 %	11 852
Saskatchewan	20 213	9 %	18 468
LGN	1 181	2 %	1 156
	49 167	2 %	48 438

Variation des produits



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

Au premier trimestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN a reculé de 2 % passant de 75,84 \$ à 74,35 \$ le baril, étant donné que les hausses du prix du WTI ont été plus que contrebalancées par l'amplification de l'écart des prix WTI-WCS et l'appréciation du dollar canadien.

La production au premier trimestre de 2011 a légèrement augmenté par rapport à la période correspondante de 2010, principalement en raison de l'accroissement de la production issue des zones Bakken, Lower Shaunavon et Weyburn qui a été en partie contrebalancé par le désinvestissement de biens non essentiels au deuxième trimestre de 2010, lesquels étaient responsables de la production d'environ 1 300 b/j au premier trimestre de 2010. La production a également fléchi du fait des baisses normales de rendement, des mauvaises conditions météorologiques ainsi que de la répartition par suite des perturbations touchant le transport par pipeline pendant un mois.

Au premier trimestre de 2011, les redevances étaient au même niveau qu'à la période correspondante de 2010, puisque la baisse des taux de redevance a été compensée par l'augmentation de la production et des ajustements liés aux redevances des périodes antérieures. Par conséquent, le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 13,4 % (14,1 % au premier trimestre de 2010).

Au premier trimestre de 2011, les frais de transport et de fluidification sont demeurés au même niveau étant donné que le fléchissement des volumes de condensats nécessaires a été contrebalancé par la hausse du coût moyen des condensats et l'augmentation des frais liés au transport par pipeline.

Les charges opérationnelles ont crû de 17 M\$ au premier trimestre de 2011, essentiellement du fait de la hausse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme, de l'accroissement des activités de reconditionnement à Weyburn, à Lower Shaunavon et à Bakken, de l'augmentation des coûts d'électricité, de la hausse des activités de réparation et d'entretien, outre la majoration des coûts de camionnage.

Les pertes réalisées au titre de la gestion des risques au premier trimestre de 2011 se sont établies à 9 M\$ (2,06 \$ par baril), contre 2 M\$ (0,34 \$ par baril) au premier trimestre de 2010.

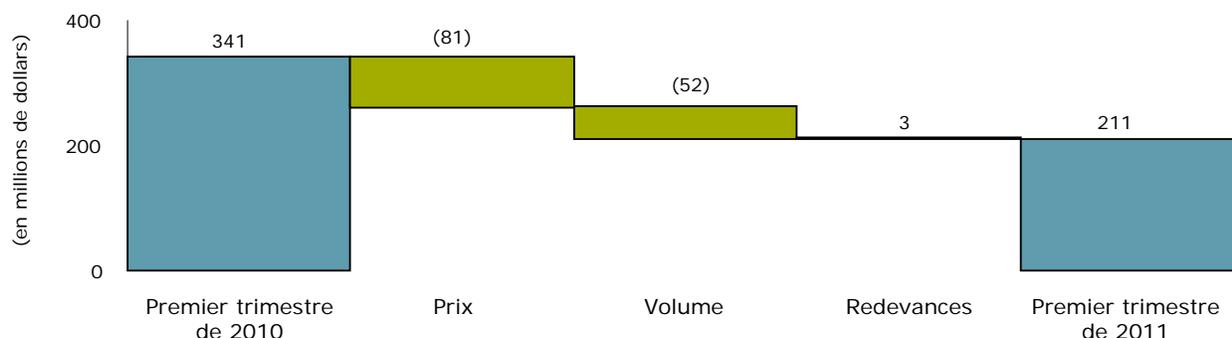
L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au pétrole brut et aux LGN classiques par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 105 M\$ au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, principalement en raison de l'accroissement des dépenses d'investissement en 2011 et de la hausse des charges opérationnelles.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – GAZ NATUREL

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Ventes brutes	214 \$	347 \$
Déduire : redevances	3	6
Produits	211	341
Charges		
Transport et fluidification	10	14
Activités opérationnelles	61	56
Taxe à la production et impôts miniers	3	5
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(48)	(33)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	185	299
Dépenses d'investissement	23	36
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	162 \$	263 \$

Variation des produits



En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont fléchi sensiblement du fait de la contraction des prix de vente moyens, suivant en cela la variation du prix de référence AECO. L'effet cumulatif de divers facteurs, soit les compressions visant les dépenses d'investissement affectées au gaz naturel depuis les deux derniers exercices, les désinvestissements de biens non essentiels représentant une production de 41 Mpi³/j en 2010 ainsi que les problèmes liés aux conditions météorologiques hivernales, a entraîné une baisse prévue de la production de gaz naturel de 15 %, qui s'est établie à 620 Mpi³/j au premier trimestre de 2011 (730 Mpi³/j au premier trimestre de 2010).

Les redevances au premier trimestre de 2011 ont glissé de 3 M\$ du fait de la contraction des prix des marchandises et des volumes de production. Le taux de redevance moyen au premier trimestre de 2011 s'est chiffré à 1,4 % (1,8 % au premier trimestre de 2010).

Les frais de transport ont baissé de 4 M\$ au premier trimestre de 2011 de par la contraction des volumes.

Les charges opérationnelles au premier trimestre de 2011 ont progressé de 5 M\$ du fait de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme et des coûts d'électricité, en partie contrebalancée par le fléchissement des activités opérationnelles attribuable aux désinvestissements en 2010 et à la contraction des volumes de production. Ce repli des activités opérationnelles avait trait particulièrement à la réduction des taxes foncières, des travaux de réparation et d'entretien et des activités de reconditionnement.

Les profits liés à la gestion des risques au premier trimestre de 2011 ont crû jusqu'à 48 M\$ (0,86 \$ le kpi³) contre des profits de 33 M\$ (0,52 \$ le kpi³) pour la période correspondante de 2010.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au gaz naturel classique par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 101 M\$ au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, principalement en raison du fléchissement des prix de vente moyens et des volumes de production en 2011.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Alberta	110 \$	67 \$
Saskatchewan	66	35
Dépenses d'investissement ¹⁾	176 \$	102 \$

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

Pour le premier trimestre de 2011, une tranche approximative de 87 %, soit 153 M\$, des dépenses d'investissement de Cenovus était affectée aux biens liés au pétrole brut (65 %, ou 66 M\$, au premier trimestre de 2010). Les dépenses d'investissement en Alberta étaient principalement axées sur le programme lié au pétrole, la société ayant réduit ses dépenses d'investissement sur les projets de gaz peu profond et les projets de gaz profond riche en liquides. Les dépenses d'investissement en Saskatchewan

continuaient de mettre l'accent sur le forage et les travaux en usine à Weyburn, outre les projets d'évaluation et le forage supplémentaire à Lower Shaunavon et à Bakken.

Le tableau qui suit fait état des activités de forage du secteur Hydrocarbures classiques de Cenovus. L'accroissement des puits de pétrole brut correspond à la mise en valeur des biens d'Alberta ainsi que des zones Lower Shaunavon et Bakken en Saskatchewan. Au premier trimestre de 2011, la société a foré 11 puits dans les zones Lower Shaunavon et Bakken, dont deux sont en production depuis la fin du premier trimestre de 2011 et six seront prêts à être mis en production au deuxième trimestre de 2011. Les remises en production de puits visent essentiellement les puits de mise en valeur de MH de l'Alberta.

(puits nets)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Pétrole brut	103	41
Gaz naturel	15	76
Remises en production	456	391
Puits de forage stratigraphique	3	3

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

En ce qui concerne le secteur Raffinage et commercialisation, les points saillants du premier trimestre de 2011 sont les suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont augmenté de 183 M\$ par rapport au premier trimestre de 2010 en raison principalement de l'amélioration des marges de raffinerie;
- l'état d'avancement du projet CORE est passé de 91 % au début de l'exercice à environ 94 %.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2011	2010
Produits	2 282 \$	1 929 \$
Produits achetés	1 969	1 789
Marge brute	313	140
Charges opérationnelles	128	143
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	5	-
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	180	(3)
Dépenses d'investissement	102	204
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	78 \$	(207) \$

Au premier trimestre de 2011, les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont crû de 18 % principalement en raison de l'augmentation des produits de nos raffineries, attribuable à la hausse des prix des produits raffinés.

Le coût des produits achetés, qui est établi selon la méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti, a augmenté de 10 % au premier trimestre de 2011, principalement par suite de la hausse des prix du pétrole brut aux raffineries de la société et de la progression des volumes visés par des opérations conclues avec des tiers par le groupe Commercialisation au premier trimestre de 2011. Au premier trimestre de 2010, les activités de raffinage de Cenovus ont continué de tirer parti de l'amplification de l'écart entre le prix du brut lourd et celui du brut léger qui a débuté au troisième trimestre de 2010 en raison de perturbations touchant le transport par pipeline ainsi que les récentes compressions ayant touché les prix du pétrole brut intérieur des États-Unis.

Les charges opérationnelles, constituées principalement de la main-d'œuvre, des services publics et des fournitures, ont baissé de 10 % au premier trimestre de 2011, du fait surtout de la baisse des activités d'entretien et des coûts de révision.

Dans l'ensemble, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de ce secteur, qui sont tirés principalement des activités de raffinage, ont crû de 183 M\$ essentiellement en raison de la hausse des marges de raffinage du fait de la progression des prix des produits raffinés, contrairement au premier trimestre de 2010, lequel avait été affecté par les activités d'optimisation du raffinage en raison principalement de la faiblesse des prix du diesel et de l'essence. Ces hausses ont été en partie contrebalancées par la progression des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en 2011 et l'appréciation du dollar canadien.

EXPLOITATION DES RAFFINERIES¹⁾

	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Capacité liée au pétrole brut (<i>kb/j</i>)	452	452
Production de pétrole brut (<i>kb/j</i>)	362	355
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	80	79
Produits raffinés (<i>kb/j</i>)	383	377

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

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

Malgré l'amélioration marquée des conditions de marché, l'utilisation du pétrole brut au premier trimestre de 2011 est demeurée essentiellement stable par rapport à l'exercice précédent du fait de diverses perturbations opérationnelles et météorologiques. L'utilisation au premier trimestre de 2010 avait surtout été touchée par les activités d'optimisation du raffinage entreprises en raison de la conjoncture du marché à ce moment-là.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION - DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Raffinerie de Wood River	96 \$	180 \$
Raffinerie de Borger	6	22
Commercialisation	-	2
Dépenses d'investissement	102 \$	204 \$

Au premier trimestre de 2011, les dépenses d'investissement liées aux activités de raffinage demeuraient concentrées sur le projet CORE à la raffinerie de Wood River. Au premier trimestre de 2011, sur le montant de 96 M\$ affecté aux dépenses d'investissement à la raffinerie de Wood River, une tranche de 78 M\$ visait le projet CORE, dont l'état d'avancement, au 31 mars 2011, était de 94 % environ, le démarrage de l'unité de cokéfaction devant avoir lieu normalement au quatrième trimestre de 2011. Au démarrage de l'unité de cokéfaction, Cenovus s'attend à ce que les dépenses liées au projet CORE atteignent 3,7 G\$ US (la quote-part nette de la société s'établissant à 1,85 G\$ US). Le coût estimatif total du projet CORE devrait s'élever à environ 3,9 G\$ US (la quote-part nette de la société s'établissant à 1,95 G\$ US), soit 10 % de plus que les projections initiales.

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

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Produits	(26) \$	(24) \$
Charges ((ajouter)/déduire)		
Produits achetés	(26)	(24)
Activités opérationnelles	(1)	-
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	268	(237)
	(267) \$	237 \$

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Frais généraux et frais d'administration	113 \$	49 \$
Produits d'intérêts	(32)	(38)
Charges financières	117	125
(Profit) perte de change, montant net	(23)	(27)
Autre perte (bénéfice), montant net	(1)	(1)
	174 \$	108 \$

Au premier trimestre de 2011, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 64 M\$ principalement en raison de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme du fait de l'appréciation du cours de l'action de la société ainsi que des hausses des salaires et avantages sociaux.

Les produits d'intérêts se composent principalement des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Les produits d'intérêts pour le premier trimestre de 2011 ont reculé de 6 M\$ pour la période correspondante de 2010, principalement du fait du glissement des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise à mesure qu'ils sont perçus, conjugué à l'appréciation du dollar canadien.

Les charges financières se composent principalement des charges d'intérêts sur la dette à long terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Au premier trimestre de 2011, les charges financières se sont établies à 8 M\$ de moins qu'à la période correspondante de 2010 principalement du fait de l'appréciation du dollar canadien qui a réduit les charges d'intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars américains ainsi que du fléchissement des intérêts créditeurs sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au fil de son remboursement. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2011 était de 5,6 % (5,8 % au 31 mars 2010).

La société a inscrit des profits de change nets de 23 M\$ au premier trimestre de 2011 (profits de 27 M\$ au premier trimestre de 2010), dont une tranche de 36 M\$ était latente (32 M\$ en 2010). L'appréciation du dollar canadien au premier trimestre de 2011 a donné lieu à des profits latents sur la dette à long terme de la société libellée en dollars américains, qui ont été en partie annulés par des pertes latentes sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

Sommaire des profits (pertes) latents liés à la gestion des risques

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 profits ou des pertes liés à la gestion des risques reflétées dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations 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 profits et pertes latents évalués à la valeur de marché pour chaque période indiquée. Des renseignements complémentaires concernant les instruments financiers figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Pétrole brut	(260) \$	(2) \$
Gaz naturel	(33)	243
Raffinage	3	-
Électricité	22	(4)
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	(268)	237
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(67)	67
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(201) \$	170 \$

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Sables bitumineux	86 \$	92 \$
Hydrocarbures classiques	195	207
Raffinage et commercialisation	16	24
Activités non sectorielles et éliminations	9	6
	306 \$	329 \$

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a fléchi de 6 M\$ au premier trimestre de 2011 étant donné que les hausses des volumes de production ont été compensées par la baisse du taux d'amortissement et d'épuisement à Foster Creek attribuable à l'important ajout de réserves prouvées à la fin de 2010. La baisse des volumes de production dans le secteur Hydrocarbures classiques a entraîné une réduction de 12 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement. La charge d'amortissement du secteur Raffinage et commercialisation au premier trimestre de 2011 a baissé du fait essentiellement de l'appréciation du taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Activités sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Charge d'impôt exigible	41 \$	15 \$
Charge (économie) d'impôt différé	(1)	100
Total de l'impôt sur le résultat	40 \$	115 \$

De la comparaison des premiers trimestres de 2011 et de 2010, il ressort que la charge d'impôt exigible a augmenté et que la charge d'impôt différé a baissé. L'augmentation de la charge d'impôt exigible est attribuable à l'utilisation significative en 2010 de certaines catégories fiscales à partir de la constitution de la société et à l'accroissement des produits tirés du secteur Raffinage et commercialisation. La charge

d'impôt différé a reculé au premier trimestre de 2011 en raison de pertes latentes évaluées à la valeur de marché en 2011 en regard de profits en 2010.

Au premier trimestre de 2011, le taux d'imposition effectif de Cenovus s'est établi à 46,0 % contre 18,0 % pour 2010. La hausse s'explique par la variation importante de la tranche du résultat imposable aux États-Unis par rapport à la tranche imposable au Canada, outre la baisse des écarts permanents.

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

- la portion non imposable des profits et des pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement multinational;
- la rémunération à base d'actions non déductible;
- la constatation de pertes en capital nettes;
- les profits de change imposables non inclus dans le résultat 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 charge d'impôt est suffisante.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :		
Activités opérationnelles	631 \$	820 \$
Activités d'investissement	(684)	(372)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	(53)	448
Activités de financement	130	(203)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	2	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	79 \$	242 \$

ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Le montant net des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a baissé de 189 M\$ au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, essentiellement par suite du repli de 28 M\$ des flux de trésorerie décrit à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion, outre la réduction de 147 M\$ relative à la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 30 M\$ au 31 mars 2011 contre 276 M\$ au 31 décembre 2010. La société s'attend à continuer de respecter les conditions de paiement de ses fournisseurs.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Au premier trimestre de 2011, le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a augmenté pour s'établir à 684 M\$, en regard de 372 M\$ pour le premier trimestre de 2010. Le total des dépenses d'investissement au premier trimestre de 2011 a augmenté pour s'établir à 729 M\$ par rapport à 491 M\$ pour le premier trimestre de 2010. Le produit lié à des désinvestissements au premier trimestre de 2011 s'est chiffré à 2 M\$ au premier trimestre de 2011 (produit de 72 M\$ au premier trimestre de 2010).

Les raisons des variations des dépenses d'investissement sont analysées aux rubriques « Dépenses d'investissement, montant net » et « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont baissé également en raison de la variation nette totale des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, qui a accru la trésorerie et les équivalents de trésorerie de 53 M\$ au premier trimestre de 2011 (hausse de 45 M\$ au premier trimestre de 2010).

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Cenovus dispose d'une facilité de crédit engagée de 2,5 G\$ assortie d'une date d'échéance au 30 novembre 2014 et d'un programme de billets de trésorerie. Elle utilise l'une et l'autre pour gérer ses besoins de trésorerie courants. Au 31 mars 2011, les emprunts à court terme de la société s'élèvent à 250 M\$, sous forme de billets de trésorerie. La société réserve une tranche de la facilité de crédit engagée au titre des billets de trésorerie.

En outre, Cenovus a deux prospectus préalables de base valides, l'un au Canada visant un montant de 1,5 G\$ et l'autre aux États-Unis visant un montant de 1,5 G\$ US, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture du marché. Aucun billet n'a été émis dans le cadre de l'un ou l'autre prospectus.

Au premier trimestre de 2011, la société a déclaré et versé un dividende de 0,20 \$ par action (0,20 \$ par action au premier trimestre de 2010), soit des versements de dividendes totaux de 151 M\$ (150 M\$ au premier trimestre de 2010). La déclaration d'un dividende est laissée à l'appréciation du conseil et réexaminée tous les trimestres.

Le montant net des flux de trésorerie tirés des activités de financement au premier trimestre de 2011 s'est élevé à 130 M\$ (flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 203 M\$ au premier trimestre de 2010). L'augmentation du montant net des flux de trésorerie tirés des activités de financement est essentiellement le fait de l'émission de billets de trésorerie d'un montant de 250 M\$ et du produit de 31 M\$ tiré de l'émission d'actions ordinaires. Au 31 mars 2011, la dette à long terme de Cenovus s'élève à 3 355 M\$, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant 2014.

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

RATIOS FINANCIERS

	31 mars 2011	31 décembre 2010
Ratio dette/capitaux permanents	30 %	29 %
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,4 x	1,3 x

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

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

Cenovus continue de viser un ratio dette 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 concernant l'incidence du passage aux IFRS sur les ratios financiers, se reporter à la rubrique « Méthodes comptables et estimations » ci-après, ainsi qu'aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires. 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 31 mars 2011, environ 753,9 millions d'actions ordinaires étaient en circulation et aucune action privilégiée n'était en circulation.

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 future dans le cadre de contrats de transport fermes (qui tiennent compte des montants de projets en attente d'autorisation réglementaire), à des contrats de location visant des immeubles, à des engagements relatifs à des dépenses d'investissement et à des accords de commercialisation. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi.

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, le résultat opérationnel et les flux de trésorerie de Cenovus et, dans certains cas, sa réputation, sont influencés par des risques faisant partie des catégories suivantes :

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

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

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

RÉGLEMENTATION ET RISQUE EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT

La réglementation environnementale touche nombre d'aspects de l'entreprise de Cenovus. Les cadres réglementaires visent toutes les sociétés en exploitation au sein de l'industrie de l'énergie. Cenovus est tenue d'obtenir les autorisations et permis réglementaires nécessaires pour assurer son exploitation et elle doit respecter les normes et obligations en vigueur en ce qui concerne l'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation des produits pétroliers. Les évaluations, examens et autorisations de nature réglementaire sont généralement obligatoires pour entreprendre, poursuivre ou modifier des projets d'exploitation. Pour de plus amples renseignements sur l'état de chaque projet, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Changements climatiques

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques. En outre, plusieurs mesures législatives et réglementaires visant les émissions de GES sont en cours d'étude, d'analyse ou de mise en œuvre aussi bien aux États-Unis qu'au Canada. Les effets défavorables sur les activités de la société de l'adoption d'une réglementation exhaustive en matière d'émissions de GES dans un territoire où elle est en exploitation pourraient comprendre, entre autres, la hausse des coûts liés à la conformité, l'accroissement des délais de délivrance de permis, les frais considérables liés à l'élaboration ou à la production de crédits ou quotas d'émission, facteurs qui gonfleraient le coût des produits de la société et contracteraient la demande de pétrole brut et de certains produits raffinés.

Abstraction faite du cadre législatif actuel, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, car les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été mises au point. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous.

Cenovus entend continuer de recourir à la conception de scénarios afin de prévoir les répercussions futures, de réduire l'intensité de ses émissions et d'améliorer son efficacité énergétique. Elle continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

Pour de plus amples renseignements sur les changements climatiques pouvant toucher Cenovus, se reporter aux rubriques « Facteurs de risque » du rapport de gestion du 31 décembre 2010 et de la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ALBERTA

Le cadre réglementaire albertain en matière d'utilisation des terres (Land-use Framework), qui sera mis en œuvre en application de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« ALSA »), précise l'approche du gouvernement de l'Alberta à l'égard de la gestion des ressources foncières et naturelles de cette province en fonction de certains objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. En vertu de l'ALSA est envisagée la modification ou l'extinction de consentements antérieurs comme des permis, licences, approbations et autorisations réglementaires en vue de concrétiser ou de maintenir un objectif ou une politique découlant de la mise en œuvre d'un plan régional.

Le gouvernement de l'Alberta devrait dresser un plan régional pour chacune des sept régions de la province et a établi que le Lower Athabasca Regional Plan (« LARP ») est prioritaire. Le LARP vise à déterminer des résultats en matière de gestion des ressources et de l'environnement relativement à l'air, aux terres, à l'eau et à la biodiversité. Ce plan servira de référence pour les décisions liées aux ressources à l'avenir dans une perspective tenant compte des répercussions sociales et économiques. À titre de partie prenante ayant une exploitation importante dans la région, Cenovus participe activement au processus de rétroaction et elle entend suivre la situation de près.

Le 5 avril 2011, le gouvernement de l'Alberta a rendu public le projet de LARP, qui établit les cadres de gestion relativement à l'air, aux terres et à l'eau, ainsi que pour les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs; toutefois, les secteurs déterminés n'ont aucune répercussion direct sur les activités

actuelles de Cenovus à Foster Creek ou à Christina Lake ou sur l'une ou l'autre des demandes qu'elle a déposées. Il est possible que les définitions du projet à l'égard de l'utilisation des terres concernant les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs soient adoptées dans leur version actuelle, que certains des régimes fonciers visant les sables bitumineux soient annulés et que l'accès à certains secteurs des biens miniers de la société soit interdit. La société entend suivre de près la phase de consultation à l'égard de l'actuel projet de LARP.

TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

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

La politique en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus continue de soutenir les engagements, la stratégie et la communication d'information de la société tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. À l'avenir, Cenovus verra à ce que la communication de l'information en matière de responsabilité d'entreprise corresponde à cette politique et soit axée sur l'amélioration de la performance. Pour ce faire, elle assurera le suivi et contrôle continu de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. Cette politique peut être consultée sur le site Web de Cenovus au www.cenovus.com.

À mesure que progresse le processus de communication en matière de responsabilité d'entreprise, d'autres indicateurs seront élaborés et y seront intégrés afin de dresser un portrait plus exact des activités de Cenovus et des défis qu'elle doit relever. La visibilité en ligne de la société sera accrue par le biais de la section consacrée à la responsabilité d'entreprise de son site Internet. Cenovus prévoit rendre public son premier rapport exhaustif en la matière d'ici la fin de 2011.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS

ADOPTION DES NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

Il s'agit de la première période de présentation pour laquelle Cenovus utilise ses méthodes comptables en IFRS. Conformément à IFRS 1, la date de transition de Cenovus aux IFRS était le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, les informations comparatives pour 2010 ont été préparées conformément aux méthodes comptables de la société. L'information financière de 2009 que contient le présent rapport de gestion a été préparée conformément au référentiel comptable antérieur et n'a pas été présentée de nouveau.

Dans chaque rapport de gestion de Cenovus pour 2010, ainsi que dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, la société actualisait l'information concernant le projet de passage aux IFRS, en plus de fournir des renseignements circonstanciés sur ses méthodes et choix en IFRS, notamment l'incidence estimative de l'adoption des méthodes comptables. L'information ci-après résume les principales méthodes comptables que Cenovus a adoptées conformément aux IFRS ainsi que l'incidence réelle de ces méthodes.

Selon le référentiel comptable antérieur, le ratio dette/capitaux permanents s'établissait à 26 % au 31 décembre 2010. Ce ratio, selon les IFRS, est désormais de 29 %, soit toujours en deçà de la fourchette ciblée. L'augmentation de ce ratio est largement imputable à la réévaluation des raffineries à l'état de la situation financière d'ouverture en IFRS, dans lequel les capitaux propres attribuables aux actionnaires ont été ramenés à environ 1,6 G\$ après impôt au 1^{er} janvier 2010.

Cenovus a conclu que le passage aux IFRS n'a pas eu d'incidence significative sur ses processus de contrôle interne. En ce qui concerne les compétences financières, d'autres séances de formation interne sur les IFRS ont été données au premier trimestre de 2011 et ces séances de formation se poursuivront en 2011 de sorte que l'ensemble du personnel de Cenovus connaisse à fond les IFRS.

MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés en IFRS de l'exercice clos le 31 décembre 2011 doivent être conformes aux normes en vigueur à cette même date. Cenovus a donc dressé ses états financiers consolidés intermédiaires à l'aide des normes qui devraient être en vigueur à la fin de 2011. Toutefois, les méthodes comptables en IFRS de Cenovus ne seront dans leur forme définitive qu'au moment de la préparation du premier jeu d'états financiers annuels en IFRS de l'exercice clos le 31 décembre 2011. Par conséquent, il se pourrait que certaines méthodes comptables que Cenovus s'attend à employer actuellement ne soient pas adoptées. En outre, l'application de ces méthodes à l'égard de certaines transactions ou certains événements pourrait changer. C'est pourquoi les états financiers consolidés intermédiaires pour le trimestre clos le 31 mars 2011 sont présentés sous réserve de modification.

Les états financiers consolidés intermédiaires pour le trimestre clos le 31 mars 2011 présentent les rapprochements suivants entre le référentiel comptable antérieur et les IFRS :

- les capitaux propres au 1^{er} janvier 2010;
- les capitaux propres au 31 mars 2010;
- les capitaux propres au 31 décembre 2010;
- le résultat net pour le trimestre clos le 31 mars 2010 et le résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2010;
- le résultat global pour le trimestre clos le 31 mars 2010 et le résultat global pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Le texte ci-après présente un résumé des principales méthodes comptables que la société a adoptées à la transition du référentiel comptable antérieur aux IFRS, notamment les principaux choix et les principales exemptions permis relativement à la première application des IFRS, outre les répercussions significatives sur le résultat net de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2010 et l'exercice clos le 31 décembre 2010.

État de la situation financière d'ouverture – Valeur comptables des raffineries

À la transition aux IFRS, Cenovus a décidé de ramener la valeur comptable de ses raffineries à leur juste valeur, ce qui a réduit de façon permanente leur valeur comptable d'environ 2,6 G\$. Par conséquent, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a été réduite de 26 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2010 (103 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010).

Il a également été déterminé que l'actif reporté de raffinage, qui était assorti d'une valeur comptable de 121 M\$ au 1^{er} janvier 2010, était entièrement déprécié selon les IFRS. Par conséquent, les autres actifs au 1^{er} janvier 2010 ont été réduits de 121 M\$ et la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a été réduite de 4 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2010 (17 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010).

Frais de pré-prospection

Selon les IFRS, les coûts engagés avant l'obtention du droit légal de prospection doivent être passés en charges alors que, selon le référentiel comptable antérieur, ces coûts étaient capitalisés dans le groupe d'actifs comptabilisés selon la capitalisation du coût entier. L'adoption de cette méthode n'a eu aucun effet sur le résultat net pour le trimestre clos le 31 mars 2010. En revanche, pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, la société a passé en charges des frais de pré-prospection de 3 M\$ conformément aux IFRS.

Actifs de prospection et d'évaluation

Les coûts liés aux actifs de prospection et d'évaluation sont engagés une fois que le droit légal de prospecter une zone a été obtenu et avant l'établissement de la faisabilité technique et de la viabilité commerciale de la zone. Ces coûts sont capitalisés selon les IFRS de la même façon qu'ils l'étaient selon le référentiel comptable antérieur. En revanche, ils sont présentés de façon distincte au poste « Actifs de prospection et d'évaluation » à l'état de la situation financière. Les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas amortis et font l'objet d'un report en avant jusqu'à ce que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, de la zone ou du projet soient établies. Lorsqu'il est déterminé que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, de la zone ou du projet sont impossibles ou que la société décide d'y cesser ses activités de prospection et d'évaluation, les coûts cumulés sont passés en résultat net à titre de frais de prospection au cours de la période où la détermination est faite ou la décision, prise.

Une fois établies la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, de la zone ou du projet, les actifs de prospection et d'évaluation font l'objet d'un test de dépréciation et sont reclassés dans les immobilisations corporelles, déduction faite de toute perte de valeur. L'adoption de cette méthode n'a eu aucune répercussion sur le résultat net de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2010 ou l'exercice clos le 31 décembre 2010.

État de la situation financière d'ouverture – groupe d'actifs comptabilisés selon la capitalisation du coût entier

Conformément au référentiel comptable antérieur, Cenovus utilisait la capitalisation du coût entier pour comptabiliser ses biens pétroliers et gaziers dans un seul centre de coûts. Les IFRS ne prévoient aucun traitement comptable correspondant. IFRS 1 (« Première application des Normes internationales d'information financière ») permet aux entreprises qui utilisent la capitalisation du coût entier de répartir la valeur comptable nette des immobilisations corporelles en amont (capitalisation du coût entier) au niveau des unités de comptabilisation lors de la transition aux IFRS à l'aide des données relatives aux réserves. En tenant compte de cette exemption, la société a reclassé le coût des actifs d'évaluation et de prospection des immobilisations corporelles dans une nouvelle catégorie, soit les actifs de prospection et d'évaluation, et a affecté le reliquat du groupe d'actifs comptabilisés selon la capitalisation du coût entier aux zones établies selon les IFRS en fonction de la valeur estimée des réserves prouvées actualisée selon un taux de 10 % à la date de transition. Cette approche concordait de plus avec la méthode ayant dû être employée à la création de Cenovus. Le processus de répartition selon les IFRS n'a pas eu d'incidence sur la valeur comptable nette des immobilisations corporelles de Cenovus à la date de transition, car aucune dépréciation selon les IFRS n'a été comptabilisée.

Selon les IFRS et le référentiel comptable antérieur, la charge d'amortissement et d'épuisement des immobilisations corporelles de mise en valeur et de production est calculée selon le mode des unités de production (méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation) en fonction des réserves prouvées estimatives. Selon le référentiel comptable antérieur toutefois, le taux d'amortissement et d'épuisement était calculé par centre de coûts et par pays alors que, selon les IFRS, il est calculé au niveau de la zone. L'adoption de cette méthode a entraîné une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement de 35 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2010 et de 135 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Dépréciation d'actifs

Selon le référentiel comptable antérieur, les immobilisations corporelles et le goodwill liés aux activités en amont étaient soumis à un test de dépréciation par pays et par centre de coûts, alors que les actifs de raffinage étaient soumis à un test au niveau du complexe au complet. Selon les IFRS, les actifs en amont sont soumis à un test de dépréciation à un niveau beaucoup plus modulaire appelé « unité génératrice de trésorerie ». L'unité génératrice de trésorerie est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs. La méthode de Cenovus pour soumettre à un test de dépréciation les actifs de prospection et d'évaluation consiste à affecter les actifs en question à l'unité génératrice de trésorerie à laquelle ils se rattachent. Quant aux actifs de raffinage, la société continue de les soumettre à un test de dépréciation au niveau du complexe au complet pour chaque raffinerie, puisque ce niveau correspond à l'unité génératrice de trésorerie selon la définition des IFRS.

Selon les IFRS, les actifs et unités génératrices de trésorerie de Cenovus sont soumis au test de dépréciation lorsque les faits et circonstances suggèrent que la valeur comptable d'un actif de prospection et d'évaluation peut excéder sa valeur recouvrable. Un test annuel est effectué pour une unité génératrice de trésorerie ou groupe d'unités génératrices de trésorerie si l'unité génératrice de trésorerie a fait l'objet d'une répartition d'une tranche du goodwill. Les actifs de prospection et d'évaluation sont également soumis à un test de dépréciation juste avant d'être reclassés dans les immobilisations corporelles.

Selon le référentiel comptable antérieur, les actifs à long terme faisaient l'objet d'un test de dépréciation en deux étapes. Une perte était tout d'abord constatée si la valeur comptable excédait les flux de trésorerie futurs non actualisés. Si une perte était constatée, son évaluation correspondait à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. Selon les IFRS, une perte de valeur est constatée si la valeur comptable nette d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie est supérieure à sa valeur recouvrable. La valeur recouvrable correspond à la valeur d'utilité de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie ou à la juste valeur diminuée des frais de vente, selon le montant le plus élevé. La valeur d'utilité est estimée être la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qui devraient découler de l'utilisation continue de

l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie. La juste valeur diminuée des frais de vente estimative correspond au montant que l'on pourrait obtenir de la vente de l'actif lors d'une transaction dans des conditions de concurrence normale entre des parties bien informées et consentantes, qui reflète de manière générale les prix courants du marché pour des actifs ou unités génératrices de trésorerie analogues.

Selon le référentiel comptable antérieur, la reprise d'une perte de valeur n'était pas permise. Selon les IFRS, les pertes de valeur constatées au cours de périodes antérieures sont évaluées à chaque date de clôture en vue de déterminer si elles existent toujours ou si elles ont diminué, sauf en ce qui concerne les pertes de valeur touchant le goodwill, qui ne peuvent jamais faire l'objet de reprises. Dans le cas où une perte de valeur est reprise, la valeur comptable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie est augmentée pour s'établir à la valeur recouvrable estimative révisée, mais seulement dans la mesure où la valeur comptable ne dépasse pas le montant qui aurait été établi si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée pour l'actif ou l'unité génératrice de trésorerie en question au cours des périodes précédentes.

L'adoption de ces méthodes concernant les tests de dépréciation en IFRS n'ont eu aucune incidence sur l'état de la situation financière d'ouverture de Cenovus ou son résultat net d'ouverture pour le trimestre clos le 31 mars 2010. Au 31 décembre 2010, selon le référentiel comptable antérieur et les IFRS, une perte de valeur a été constatée à l'égard d'une unité de traitement de raffinage. Cependant, le montant de la perte de valeur en IFRS s'établissait à 14 M\$, soit une réduction de 23 M\$, du fait du choix de la comptabilisation à la juste valeur du 1^{er} janvier 2010 pour les actifs de raffinage, comme il est expliqué plus haut. La société compte prêter attention à cette perte de valeur selon les IFRS au cours des périodes futures afin de déterminer si est pertinente une reprise de la totalité ou d'une partie de la perte de valeur.

Désinvestissement d'actifs

Selon le référentiel comptable antérieur, les profits ou les pertes sur les désinvestissements d'actifs pétroliers et gaziers n'étaient pas constatés à moins que le désinvestissement n'ait une incidence d'au moins 20 % sur le taux d'amortissement et d'épuisement. Dans le cas contraire, le produit était porté au crédit du groupe d'actifs comptabilisés selon la capitalisation du coût entier. Selon les IFRS, tous les profits et les pertes sur les désinvestissements d'actifs sont comptabilisés. L'adoption de cette méthode n'a eu aucune incidence sur le résultat net de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2010. En revanche, pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, Cenovus a constaté des profits de 125 M\$.

Échanges d'actifs

Selon le référentiel comptable antérieur, les échanges d'actifs pétroliers et gaziers étaient d'ordinaire évalués à la valeur comptable de l'actif cédé. Selon les IFRS, ces échanges sont évalués à la juste valeur et les profits ou pertes qui en découlent sont comptabilisés en résultat net. Cependant, si l'opération d'échange n'a pas de substance commerciale ou si la juste valeur de l'actif reçu ou de l'actif cédé ne peut être évaluée de manière fiable, la valeur comptable de l'actif cédé est alors utilisée pour calculer le coût de l'actif reçu. L'adoption de cette méthode n'a eu aucune incidence sur le résultat net de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2010 ou l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Passifs relatifs au démantèlement

Conformément aux IFRS, Cenovus désigne désormais à titre de « passifs relatifs au démantèlement » les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Selon le référentiel comptable antérieur, les taux d'actualisation sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit historiques utilisés pour estimer le passif n'étaient pas révisés en fonction des taux d'actualisation du marché en vigueur. En revanche, selon les IFRS, le taux d'actualisation sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit est révisé à chaque période de présentation. L'adoption de cette méthode n'a eu aucune incidence significative sur le résultat net de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2010 ou l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Régimes de rémunération

Cenovus a certaines obligations de paiements à l'égard de ses employés en ce qui a trait à ses régimes d'options sur actions et de primes d'intéressement. Selon le référentiel comptable antérieur, Cenovus comptabilisait ces paiements selon la méthode de la valeur intrinsèque. Selon les IFRS, ces obligations sont évaluées à la juste valeur. Même si, à chaque période de présentation, la valeur comptable selon les

IFRS sera différente par rapport aux valeurs établies selon le référentiel comptable antérieur, la charge cumulée comptabilisée sur la durée de l'instrument selon les deux méthodes sera identique. L'adoption de cette méthode a donné lieu à une économie de rémunération fondée sur des actions de 4 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2010 (économie de 9 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010).

Impôt sur le résultat

Selon les IFRS, les impôts sur le bénéfice futurs sont maintenant désignés « impôt sur le résultat différé ». Les valeurs comptables des soldes d'impôt de la société ont été directement touchées par les incidences fiscales de l'adoption des méthodes comptables en IFRS. Le passif d'impôt différé inscrit à l'état de la situation financière d'ouverture a été réduit de 986 M\$ principalement en raison du choix de comptabiliser à la juste valeur les raffineries de la société. La charge d'impôt sur le résultat est demeurée la même pour le trimestre clos le 31 mars 2010 et a augmenté de 53 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, principalement du fait de l'incidence fiscale de la comptabilisation de profits aux désinvestissements d'immobilisations corporelles.

Résultat dilué par action

Selon le référentiel comptable antérieur, les options sur actions assorties de droits à l'appréciation d'actions étaient comptabilisées à titre de passif et étaient exclues du calcul du résultat dilué par action. Selon les IFRS, en revanche, toutes les options sur actions sont comprises dans ce calcul. L'adoption de cette méthode n'a eu aucun effet significatif sur le calcul du résultat dilué par action de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2010 ou l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Flux de trésorerie

Pour le trimestre clos le 31 mars 2010, l'adoption des IFRS n'a eu aucune incidence sur les flux de trésorerie, tels qu'ils sont définis dans le présent rapport de gestion. Toutefois, pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les flux de trésorerie de Cenovus ont diminué de 3 M\$ du fait que les frais de pré-prospection qui avaient été capitalisés selon le référentiel comptable antérieur ont été comptabilisés en résultat selon les IFRS.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS CRITIQUES

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue d'utiliser des jugements, de poser des hypothèses et de faire des estimations qui pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Le mode de présentation et les principales méthodes comptables de Cenovus sont indiqués dans les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires. Le texte qui suit fait état des changements significatifs apportés aux méthodes comptables et estimations critiques de la société par rapport à ceux présentés dans le rapport de gestion de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, du fait du basculement aux IFRS.

Actifs de prospection et d'évaluation

La décision relative à la faisabilité technique et à la viabilité commerciale des actifs de prospection et d'évaluation de Cenovus repose sur plusieurs hypothèses, notamment en ce qui concerne les réserves estimées, les prévisions relatives aux prix des marchandises, les volumes de production attendus et les taux d'actualisation prévus, lesquelles hypothèses pourraient toutes éventuellement changer de façon significative.

État de la situation financière d'ouverture – groupe d'actifs comptabilisés selon la capitalisation du coût entier

À la transition aux IFRS, le groupe d'actifs comptabilisés selon la capitalisation du coût entier conformément au référentiel comptable antérieur a été réparti entre les divers secteurs établis selon les IFRS en fonction de la valeur des réserves prouvées estimées. L'estimation des valeurs des réserves prouvées repose sur un certain nombre d'hypothèses et d'estimations, y compris les quantités des réserves, les volumes de production attendus, les prix des marchandises futurs, les taux d'actualisation ainsi que les frais de mise en valeur futurs et les charges opérationnelles futures. Les estimations de la juste valeur obtenues ne correspondent pas nécessairement aux valeurs réalisées ou aux montants du

règlement dans une transaction sur le marché actuel, pas plus qu'elles ne représentent les coûts engagés antérieurement.

Immobilisations corporelles – amortissement et épuisement

Selon les IFRS, les estimations de réserves au niveau de la zone, plutôt qu'au niveau du centre de coûts par pays, peuvent avoir une incidence significative sur le résultat net, puisqu'elles constituent une composante clé du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement. Une révision à la baisse des estimations des quantités de réserves de la société pourrait entraîner l'imputation au résultat d'une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée.

Dépréciation d'actifs

En ce qui concerne la dépréciation d'actifs, l'évaluation des faits et circonstances est un processus subjectif et sujet à interprétation, qui comporte souvent plusieurs estimations. De plus, un test de dépréciation visant des actifs ou unités génératrices de trésorerie, outre l'évaluation des reprises de perte éventuelles, exige que la société estime la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie en question. L'estimation d'une valeur recouvrable se fonde sur plusieurs hypothèses et estimations, notamment les quantités de réserves, les volumes de production attendus, les prix des marchandises futurs, les taux d'actualisation ainsi que les frais de mise en valeur futurs et les charges opérationnelles futures. Ces hypothèses et estimations peuvent changer à mesure que de nouvelles informations sont obtenues. Les changements apportés à ces hypothèses, comme la révision à la baisse des réserves, le fléchissement des prix des marchandises ou l'augmentation des coûts, peuvent donner lieu à la dépréciation de la valeur comptable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie en question.

Échange d'actifs

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

Passifs relatifs au démantèlement

Étant donné que, selon les IFRS, le taux d'actualisation utilisé pour estimer les passifs relatifs au démantèlement est révisé à chaque période de présentation, les variations du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit peuvent faire varier le montant du passif. Ces variations pourraient éventuellement être significatives.

Régimes de rémunération

Du fait que, selon les IFRS, Cenovus évalue à la juste valeur ses obligations de paiement aux termes de ses régimes de rémunération, les fluctuations de la juste valeur influent sur la charge de rémunération constatée. La juste valeur de l'obligation varie du fait qu'elle se fonde sur des hypothèses concernant le taux d'intérêt sans risque, le rendement de l'action, ainsi que la volatilité du cours de l'action de la société.

CHANGEMENTS FUTURS DES MÉTHODES COMPTABLES

Méthodes comptables selon les IFRS

Comme il est indiqué dans le présent rapport de gestion, les états financiers en IFRS de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 doivent être conformes aux normes en vigueur à cette même date. Par conséquent, les états financiers en IFRS de la société pour le trimestre clos le 31 mars, 2011 pourraient faire l'objet de modifications. L'évolution des méthodes comptables utilisées pourrait donner lieu à des changements significatifs à l'égard de la situation financière, du résultat de l'activité et des flux de trésorerie que présente Cenovus.

Instruments financiers

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

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

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

Une entité doit appliquer l'IFRS 9 pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, les dispositions transitoires variant en fonction de la date de la première application. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 9 sur ses états financiers consolidés.

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 au secteur Sables bitumineux, principalement au moyen de l'expansion des biens Foster Creek et Christina Lake et de la production de pétrole lourd à Pelican Lake. En outre, la société dispose d'un large éventail d'actifs liés à de nouvelles zones de ressources, comme Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake et elle détient un intérêt économique direct de 100 % dans un grand nombre de ces actifs.
- La poursuite de la mise en œuvre 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 du secteur Sables bitumineux à faible coût grâce à la technologie, à l'innovation et au respect continu de la santé et sécurité des salariés, à la priorité accordée à une performance environnementale de pointe et au dialogue constructif avec les parties prenantes.
- La croissance financée essentiellement en interne grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés principalement des actifs établis de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi qu'au montant inutilisé des facilités d'emprunt permettant de prélever des fonds supplémentaires au besoin, outre le produit découlant de la stratégie continue de gestion du portefeuille visant le désinvestissement d'actifs pétroliers et gaziers non essentiels.
- Le maintien d'un profil de risque faible grâce à l'intégration des activités gazières et de raffinage ainsi qu'une stratégie de couverture cohérente.
- Le maintien d'un dividende significatif.

Les principaux enjeux que la société se doit de gérer avec sagacité pour favoriser sa croissance sont la volatilité des prix des marchandises, l'approbation en temps opportun des autorités de réglementation et des partenaires, le cadre réglementaire en matière d'environnement et la concurrence au sein du secteur. Pour de plus amples renseignements concernant l'incidence de ces facteurs sur les résultats financiers de Cenovus, se reporter aux rubriques portant sur la gestion des risques du présent rapport de gestion et de la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

L'équilibre entre la solide croissance de la demande et l'important excédent de la capacité de production de l'OPEP qui a maintenu les prix du WTI entre 70,00 \$ US et 90,00 \$ US le baril durant la majeure partie des 18 derniers mois s'est rompu à la suite de l'inaccessibilité des stocks (correspondant à plus de 1 million de barils par jour) qu'a engendrée le conflit qui s'aggrave en Libye. Il est impossible de savoir combien de temps ces stocks seront inaccessibles. Toutefois, on peut penser que les prix du WTI feront l'objet d'un ajustement à la baisse lorsque ces stocks seront de nouveau accessibles sur le marché ou lorsque leur inaccessibilité sera contrebalancée par l'accroissement de la production des autres pays membres de l'OPEP. Si la croissance de la demande devrait s'affaiblir en partie du fait du niveau élevé des prix

courants, elle devrait toutefois avoisiner les moyennes historiques puisque les prix n'ont pas encore affecté sérieusement la croissance du produit intérieur brut des économies à l'échelle mondiale. La catastrophe naturelle au Japon pourrait perturber les chaînes d'approvisionnement à l'échelle mondiale. En revanche, dès que la capacité de raffinage du Japon reviendra sur le marché, que les initiatives de reconstruction démarreront et que la production d'énergie nucléaire fléchira, la demande de pétrole brut devrait augmenter.

Le réseau de pipelines nord-américain a eu du mal à répondre à l'accroissement de la production de pétrole brut lourd au Canada ainsi qu'à la forte croissance de la production de pétrole intérieur. Ce facteur a comprimé les prix intérieurs pour toutes les teneurs de brut par rapport aux bruts extracôtiers étant donné les contraintes relatives à l'infrastructure du transport par pipeline. Comme les prix des produits intérieurs continuent d'être fixés en fonction des prix des produits issus de la côte du Golfe du Mexique, cet écart de plus en plus marqué entre les prix réduits du brut intérieur et les prix des produits élevés a amélioré notablement les paramètres économiques des activités de raffinage. Le réseau de pipelines aura de la difficulté à traiter les volumes de brut intérieur, dont la forte croissance devrait se poursuivre. Ce facteur continuera de comprimer les prix du pétrole brut intérieur.

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

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

La société continuera d'élaborer des stratégies en matière d'immobilisations et de rendement pour les actionnaires. Les dividendes futurs seront versés au gré du conseil et seront réexaminés tous les trimestres.

MISE EN GARDE

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle/rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, aux adresses www.sedar.com, www.sec.gov et www.cenovus.com.

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

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalents pétrole (« bep »), à raison de 6 kpi³ pour un baril. L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas une équivalence valable à la tête du puits.

ABRÉVIATIONS

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

Pétrole et liquides du gaz naturel

b	Baril
b/j	baril par jour
kb/j	millier de barils par jour
Mb	million de barils
LGN	liquides du gaz naturel
bep	baril d'équivalent pétrole
bep/j	baril d'équivalent pétrole par jour
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canada Select

Gaz naturel

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

L'arrangement s'entend du début des activités indépendantes de Cenovus le 1^{er} décembre 2009 à la suite d'un plan d'arrangement conclu avec Encana en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* afin de constituer deux sociétés ouvertes indépendantes du secteur de l'énergie.

MESURES HORS PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie disponibles, le résultat opérationnel, le BAIIA ajusté, la dette et les capitaux permanents, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les PCGR et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans le présent rapport de gestion pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relativement à la situation de trésorerie de Cenovus ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les PCGR. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans le présent rapport de gestion.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

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

On peut se procurer de l'information supplémentaire sur Cenovus, notamment en consultant sa notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la société au www.cenovus.com.