

Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion pour le trimestre clos le 30 juin 2011

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 25 juillet 2011, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 30 juin 2011 (les « états financiers consolidés intermédiaires ») ainsi que les 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. Les rapports de gestion intermédiaires doivent être approuvés par le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil »). Le rapport de gestion annuel est approuvé par le conseil.

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise, et 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 (« IFRS 1 »), 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 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 DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2011	3
INFORMATION FINANCIÈRE	7
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	15
SECTEURS À PRÉSENTER	17
SABLES BITUMINEUX	17
HYDROCARBURES CLASSIQUES	22
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	27
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	29
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	32
GESTION DES RISQUES	33
MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS	35
PERSPECTIVES	39
MISE EN GARDE	40
ABRÉVIATIONS	42

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Au 30 juin 2011, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 27 G\$. Au premier semestre de 2011, la production totale de pétrole brut et de LGN de Cenovus a dépassé 129 500 barils par jour et la production de gaz naturel a été supérieure à 650 Mpi³/j. L'exploitation de Cenovus regroupe des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, notamment Foster Creek et Christina Lake. Ces deux biens sont situés dans la région d'Athabasca et emploient la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») pour l'extraction du pétrole brut. Également dans la région d'Athabasca se trouvent le bien Pelican Lake, où la société a mis sur pied un projet de récupération assistée du pétrole par injection de polymères, et le nouveau projet de DGMV de Grand Rapids. Quant aux activités de la société à Weyburn, dans le sud de la Saskatchewan, la récupération du pétrole brut y est assistée par l'injection de dioxyde de carbone; Cenovus a aussi mis en valeur, dans la même région, ses gisements de pétrole avarié de Bakken et de Lower Shaunavon. La société exerce également des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel classiques en Alberta 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 de pétrole brut tirée principalement de Foster Creek, de Christina Lake, de Pelican Lake et de zones potentielles de pétrole avarié en Saskatchewan, ainsi que sur la poursuite de l'évaluation de ses nouvelles ressources. La société a fait la preuve de son expertise et de l'efficacité de sa méthode de mise en valeur des sables bitumineux à faible coût. Parallèlement, ses activités établies de production de gaz naturel classique devraient aboutir à une production fiable et à des flux de trésorerie réguliers qui lui permettront de poursuivre la mise en valeur de ses actifs de pétrole brut. Dans l'ensemble des activités de la société, qu'il s'agisse de pétrole brut ou de gaz naturel, la technologie joue un rôle crucial dans l'amélioration des méthodes d'extraction des ressources, car elle accroît les quantités récupérées et minore les coûts. Cenovus dispose d'une équipe d'experts chevronnés dont la priorité est l'innovation. L'un des objectifs primordiaux de la société est l'intégration des questions environnementales à ses activités dans le but de réduire son impact sur l'environnement. La société perfectionne des technologies en vue de réduire les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités, ainsi que l'atténuation des perturbations de la surface du sol.

La stratégie de la société consiste à miser sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan. Ses perspectives futures sont essentiellement fondées sur la mise en valeur de l'avoir foncier qu'elle détient dans la région d'Athabasca dans le nord de l'Alberta. La société prévoit donc continuer d'évaluer ses nouvelles ressources en forant environ 450 puits stratigraphiques au cours de chacune des cinq prochaines années. Outre les projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake, les trois biens nouveaux 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 afficher une capacité de production brute de 130 000 barils par jour. En ce qui a trait au bien Grand Rapids détenu à 100 % et situé dans la grande région de Pelican Lake, un projet pilote de DGMV a été entrepris. Si celui-ci est fructueux, Cenovus compte déposer une demande d'autorisation réglementaire visant l'exploitation commerciale assortie d'une capacité de production brute de 180 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2011. Quant au bien Telephone Lake, détenu à 100 %, il est situé dans la région de Borealis. Au quatrième trimestre de 2011, Cenovus prévoit déposer auprès des autorités de réglementation une demande révisée qui permettrait d'accroître la capacité de production brute prévue, la faisant passer de 35 000 à 90 000 barils par jour.

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

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

Du fait de sa production de gaz naturel, Cenovus jouit d'une source fiable de flux de trésorerie opérationnels qui agit comme une couverture économique à l'égard du gaz utilisé comme combustible dans ses activités en amont et ses activités de raffinage. Qui plus est, grâce à ses raffineries, dont l'exploitation est assurée par ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée, Cenovus est en mesure d'atténuer l'incidence des cycles des prix des marchandises en traitant du pétrole lourd, c'est-à-dire en procédant à l'intégration économique de sa production issue des sables bitumineux. À cet égard, une étape décisive sera le démarrage prévu à la fin de 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 Lower Shaunavon.
- **Raffinage et commercialisation**, qui se concentre sur le raffinage de produits de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec ConocoPhillips et exploitées par celle-ci. Ce secteur assure aussi la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de Cenovus, en plus de conclure avec des tiers des achats et des ventes de produits qui lui procurent une marge de manœuvre relativement aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.
- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes 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 dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat opérationnel et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

APERÇU DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2011

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Le trimestre a été difficile, mais le résultat opérationnel a été conforme aux attentes. Dans l'ensemble, la production a diminué au deuxième trimestre de 2011, en grande partie en raison des révisions prévues à Foster Creek et à Christina Lake, qui ont eu moins de répercussions que prévu. Un certain nombre de facteurs indépendants de la volonté de la société ont également joué. Les facteurs importants qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel du deuxième trimestre de 2011 par rapport à 2010 sont notamment les suivants :

- la production moyenne à Foster Creek s'est établie à 50 373 barils par jour pendant que la société effectuait une révision prévue, qui a réduit la production moyenne d'environ 7 400 barils par jour. La diminution de la production causée par la révision a été moins importante que ce qui avait été prévu et la production a rapidement atteint le niveau précédant la révision, qui s'approche de la capacité nominale;
- la production à Christina Lake s'est établie en moyenne à 7 880 barils par jour, soit une hausse de 2 %, malgré l'exécution d'une révision prévue qui a réduit la production moyenne d'environ 800 barils par jour;
- la production à Pelican Lake a été réduite pendant environ deux semaines, dont une période d'arrêt complet de quelque sept jours causée par des perturbations du transport par pipeline découlant des feux de friches de la région du Grand lac des Esclaves dans le nord de l'Alberta. Ces perturbations ont entraîné une réduction de la production moyenne d'environ 2 100 barils par jour; la production de Pelican Lake a pour sa part été réduite de 600 barils par jour de plus en raison des restrictions imposées au transport par pipeline lorsque les sociétés ont voulu acheminer le pétrole brut stocké au moment de la réouverture du pipeline;
- la production moyenne a diminué de 2 200 barils par jour au bien Weyburn en raison principalement de pannes de courant et d'inondations qui ont provoqué des fermetures touchant jusqu'à 150 puits productifs au cours de la seconde moitié de juin et des interruptions de l'approvisionnement en dioxyde de carbone;
- les inondations dans le sud de la Saskatchewan ont également limité l'accès aux biens Bakken et Lower Shaunavon de la société, ce qui a entraîné la fermeture de puits productifs et ralenti les activités de mise en valeur, réduisant la production moyenne d'environ 3 100 barils par jour;
- les volumes de production de gaz naturel ont fléchi de 13 % (97 Mpi³/j), ce qui concorde avec la stratégie de Cenovus visant à procéder au désinvestissement de biens non essentiels (5 %); ce fléchissement a entraîné une

réduction des dépenses d'investissement justifiée par la faiblesse des prix du gaz naturel et les baisses normales de rendement.

NOUVEAUTÉS SUR LES PROJETS

Une étape décisive a été atteinte à Christina Lake lorsque la société a commencé l'injection de vapeur à la phase C, qui est en avance sur son échéancier. La production issue de la phase C devrait commencer au troisième trimestre de 2011.

En avril 2011, la société a reçu l'autorisation réglementaire de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta pour les phases d'expansion E, F et G à Christina Lake. Lorsque les trois phases seront achevées, la production brute issue de Christina Lake devrait passer à 218 000 barils par jour. Les travaux d'ingénierie et de fabrication de l'équipement pour la phase E de Christina Lake sont déjà en cours, le début de la production étant prévu pour 2014. La mise en production de la phase F devrait avoir lieu en 2016, et celle de la phase G, en 2017.

Au deuxième trimestre de 2011, la société a aussi :

- reçu l'approbation des partenaires pour les phases F, G et H de Foster Creek et la phase E de Christina Lake;
- reçu l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta lui permettant d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek à ce jour dans le calcul des redevances à l'égard des phases existantes du bien Foster Creek, ce qui a donné lieu à une réduction d'environ 65 M\$ des redevances à payer.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

En avril 2011, la société a accru ses dépenses d'investissement prévues pour 2011 d'environ 190 M\$ afin de profiter d'occasions de faire progresser la mise en valeur de projets liés au pétrole brut. Les dépenses d'investissement des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques ont augmenté de 77 M\$ et de 371 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 comparativement aux mêmes périodes de 2010. L'augmentation des dépenses du secteur Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques est essentiellement attribuable à la poursuite des travaux des phases F, G et H de Foster Creek et des phases D et E de Christina Lake, tandis que celles du secteur Hydrocarbures classiques portaient sur des occasions liées au pétrole brut, notamment la mise en valeur de projets liés au pétrole avarié. Les faits saillants en matière d'expansion et de mise en valeur du deuxième trimestre sont les suivants :

- l'expansion de la phase D de Christina Lake continue de progresser, la mise en production étant prévue pour le premier trimestre de 2013;
- les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques de la société dans le cadre de sa stratégie de mise en valeur ont été accrues, mais l'objectif n'a pas été atteint à cause des inondations dans le sud de la Saskatchewan qui ont limité l'accès aux installations;
- 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.

RÉSULTATS FINANCIERS

Les prix du pétrole brut, notamment ceux du WTI et du WCS, ont été plus élevés au cours du deuxième trimestre et l'écart des prix WTI-WCS a été en moyenne inférieur à 18,00 \$ US le baril, surtout en raison de la baisse des stocks canadiens de WCS par rapport au début de 2011. La hausse des prix du pétrole brut a amélioré les flux de trésorerie opérationnels des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques de la société, même si cette hausse, en particulier celle du WTI, a eu une incidence négative sur les redevances à payer et les instruments financiers liés au pétrole brut. Les marges de craquage des raffineries ont été solides au cours du trimestre, ce qui a entraîné une importante augmentation des flux de trésorerie opérationnels du secteur Raffinage et commercialisation. Les faits saillants financiers du deuxième trimestre de 2011 par rapport à 2010 sont les suivants :

- les produits des activités ordinaires ont augmenté de 915 M\$, soit 30 %, principalement du fait de l'amélioration des prix des produits raffinés, d'une hausse de 32 % des prix de vente moyens du pétrole brut et des LGN et d'une diminution des redevances à l'égard de Foster Creek par suite de l'approbation accordée par le ministère de l'Énergie de l'Alberta permettant à la société d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H à ce jour dans le calcul des redevances à l'égard des phases existantes du bien Foster Creek;
- l'accroissement des prix de référence du pétrole brut, en partie annulé par le raffermissement du dollar canadien, a fait monter les prix nets opérationnels de la société;
- la baisse des volumes de gaz naturel et des prix de vente a comprimé les flux de trésorerie opérationnels du secteur Hydrocarbures classiques;
- les flux de trésorerie opérationnels du secteur Raffinage et commercialisation se sont établis à 325 M\$, soit une progression de 345 M\$, surtout attribuable à l'augmentation des marges de craquage des raffineries;
- les activités liées au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques ont généré un surplus de 158 M\$ des flux de trésorerie opérationnels par rapport aux dépenses d'investissement connexes, facteur qui a rendu possible le financement partiel de la poursuite de la mise en valeur des projets de pétrole brut;
- les flux de trésorerie ont progressé de 75 % par rapport au deuxième trimestre de 2010 pour s'établir à 939 M\$, du fait essentiellement de la hausse marquée des flux de trésorerie opérationnels du secteur Raffinage et commercialisation;
- le résultat opérationnel a augmenté de 252 M\$ pour s'établir à 395 M\$, en raison surtout de la hausse des flux de trésorerie et de la baisse de la charge d'amortissement et d'épuisement partiellement compensée par la hausse de la charge d'impôt différé (compte non tenu de l'impôt différé sur les profits et pertes latents liés à la gestion des risques, les profits et pertes de change non opérationnels et les désinvestissements);
- la société continue de verser un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action.

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⁾

	Semestres clos les 30 juin		T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009	T2 2009
	2011	2010									
Prix du pétrole brut											
(\$ US/b)											
West Texas Intermediate (WTI)											
Moyenne	98,50	78,46	102,34	94,60	85,24	76,21	78,05	78,88	76,13	68,24	59,79
Prix au comptant à la fin de la période	95,42	75,63	95,42	106,72	91,38	79,97	75,63	83,45	79,36	70,46	69,82
Western Canadian Select (WCS)											
Moyenne	78,25	66,89	84,70	71,74	67,12	60,56	63,96	69,84	64,01	58,06	52,37
Prix au comptant à la fin de la période	75,32	61,38	75,32	91,37	72,87	64,97	61,38	70,25	71,84	59,76	59,12
Prix moyen											
- Écart WTI/WCS	20,25	11,57	17,64	22,86	18,12	15,65	14,09	9,04	12,12	10,18	7,42
Condensats (C5 à Edmonton)											
Prix moyen	105,65	83,91	112,33	98,90	85,24	74,53	82,87	84,98	74,42	65,76	58,07
- Écart WTI /condensats	(7,15)	(5,45)	(9,99)	(4,30)	-	1,68	(4,82)	(6,10)	1,71	2,48	1,72
Marge de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾ (\$ US/b)											
Chicago											
	22,81	8,86	29,00	16,62	9,25	10,34	11,60	6,11	5,00	8,48	10,95
Midwest Combined (« groupe 3 »)											
	23,12	9,10	27,19	19,04	9,12	10,60	11,38	6,82	5,52	8,06	9,16
Prix du gaz naturel											
Prix AECO (\$ CA/gJ)											
	3,56	4,36	3,54	3,58	3,39	3,52	3,66	5,08	4,01	2,87	3,47
Prix NYMEX (\$ US/Mbtu)											
	4,21	4,69	4,31	4,11	3,80	4,38	4,09	5,30	4,17	3,39	3,50
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/Mbtu)											
	0,36	0,25	0,42	0,29	0,28	0,78	0,32	0,19	0,19	0,67	0,39
Taux de change moyen											
Moyenne du taux de change du dollar US par rapport au dollar CA											
	1,024	0,967	1,033	1,015	0,987	0,962	0,973	0,961	0,947	0,911	0,857

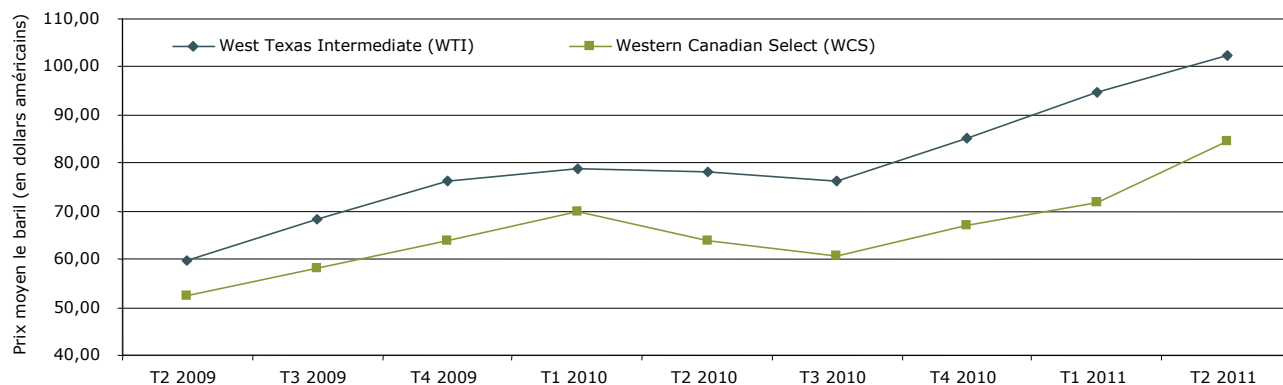
1) Ces prix de référence ne tiennent pas compte des répercussions du programme de couverture de la société ni ne traduisent les prix de vente de celle-ci. Pour connaître les prix de vente moyens qu'a obtenus Cenovus et les résultats réalisés au titre de la gestion des risques, se reporter à la sous-rubrique « 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 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 prix de référence du WTI a atteint son niveau le plus élevé depuis le début de 2011 au deuxième trimestre, atteignant plus de 113,00 \$ US le baril avant de reculer à la fin du trimestre à moins de 96,00 \$ US le baril. La volatilité enregistrée au deuxième trimestre découle des incertitudes concernant le rythme de la reprise économique mondiale et de la réaction imprécise de l'OPEP à combler l'approvisionnement manquant en provenance de la Libye. Comparativement à 2010, les prix de référence moyens du WTI ont augmenté en raison de l'incidence du conflit géopolitique en Libye qui a provoqué la réduction de l'approvisionnement en pétrole brut en provenance de cette région. La demande de pétrole brut a continué de progresser au deuxième trimestre de 2011 en raison du maintien de la demande asiatique, surtout celle de la Chine.

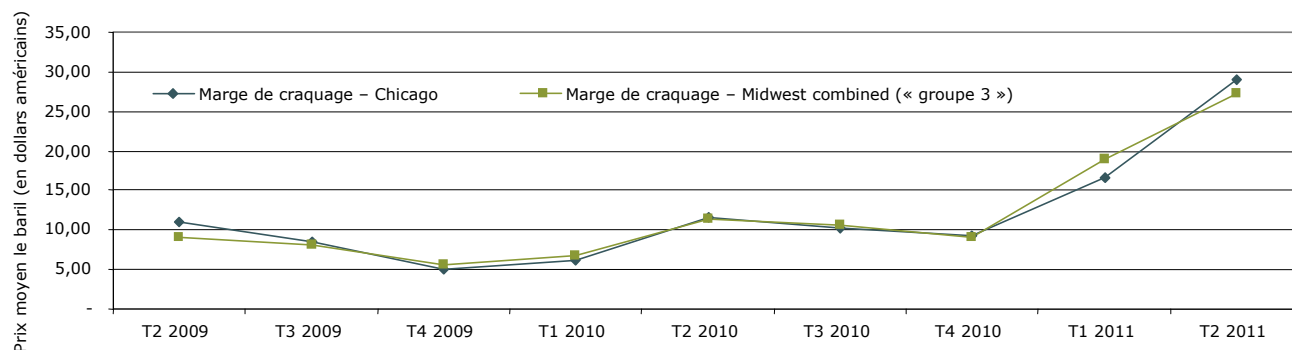
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié se composant de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie ordinairement à un niveau inférieur au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. Au deuxième trimestre de 2011, l'écart des prix WTI-WCS a commencé à se resserrer étant donné que les problèmes de transport qui avaient causé leur élargissement au premier trimestre de 2011 étaient pour la plupart résolus et que l'accumulation des stocks de WCS ralentissait au Canada. La demande de WCS a également commencé à augmenter au deuxième trimestre, car la capacité de raffinage dans le Midwest américain et au Canada a augmenté à mesure que plusieurs raffineries étaient remises en service après avoir été fermées pour des réparations et de la maintenance. Bien que l'écart des prix WTI-WCS montrait des signes d'amélioration à la fin de 2010 et au premier trimestre de 2011, il est demeuré large comparativement à la période correspondante de 2010 en raison de la

progression constante de l'offre de pétrole lourd et des problèmes de fonctionnement des pipelines qui ont ralenti le flux de pétrole brut vers l'extérieur de l'Ouest canadien.



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. Le coût des achats de condensats a une incidence sur les produits des activités ordinaires et 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. Alors que l'écart négatif du WTI par rapport aux pétroles légers extracôtiers a augmenté, l'écart positif des condensats par rapport au WTI s'est creusé puisque le baril marginal de condensats sur les marchés de l'Alberta provient de marchés liés aux prix mondiaux et non pas intérieurs, et qu'il n'inclut pas un écart positif intégré provenant des marchés intérieurs contrairement au prix de référence du WTI.

Les marges de craquage sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que groupe 3) ont enregistré un relèvement notable par rapport aux périodes correspondantes de 2010, du fait des écarts négatifs par rapport au brut intérieur et au fait que les prix des produits raffinés demeurent liés aux prix des marchés mondiaux.



Au deuxième trimestre de 2011, les prix du gaz naturel de référence de la NYMEX ont monté par rapport à un an plus tôt. Cette hausse reflète la forte demande de gaz naturel entraînée par le nombre inhabituel de fermetures d'installations nucléaires pour maintenance et de l'effet précoce de la réduction des travaux de forage sur la demande. Les volumes des stocks de gaz naturel au deuxième trimestre sont passés sous la moyenne sur cinq ans.

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

INFORMATION FINANCIÈRE

En 2011, Cenovus a commencé à présenter son information financière selon les 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 retraités 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 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Semestres clos les 30 juin		T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
	2011	2010	2011	2011	2010	2010	2010	2010	2009	2009	2009
Produits des activités ordinaires ¹⁾	7 509	6 316	4 009	3 500	3 363	2 962	3 094	3 222	3 005	3 001	2 818
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	1 898	1 505	1 064	834	815	661	665	840	954	1 134	1 173
Flux de trésorerie ²⁾	1 632	1 258	939	693	645	509	537	721	235	924	945
- dilués par action ³⁾	2,15	1,67	1,24	0,91	0,85	0,68	0,71	0,96	0,31	1,23	1,26
Résultat opérationnel ²⁾	604	496	395	209	147	156	143	353	169	427	512
- dilué par action ³⁾	0,80	0,66	0,52	0,28	0,19	0,21	0,19	0,47	0,23	0,57	0,68
Résultat net	702	708	655	47	78	295	183	525	42	101	160
- de base par action ³⁾	0,93	0,94	0,87	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06	0,13	0,21
- dilué par action ³⁾	0,93	0,94	0,86	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06	0,13	0,21
Dépenses d'investissement ⁴⁾	1 189	935	476	713	701	479	444	491	507	515	488
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	443	323	463	(20)	(56)	30	93	230	(272)	409	457
Dividendes en trésorerie ⁵⁾	302	300	151	151	151	150	150	150	159	s. o.	s. o.
- par action ⁵⁾	0,40	0,40	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	US\$0,20	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 »), entré en vigueur le 30 novembre 2009 par suite de la scission d'Encana qui a donné naissance à Cenovus et à Encana, aux termes duquel les actionnaires d'Encana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une action ordinaire de la nouvelle société Encana pour chaque action d'Encana détenue auparavant.

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

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

VARIATION DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

(en millions de dollars)	Trimestre	Semestre
Produits du trimestre clos le 30 juin 2010	3 094 \$	6 316 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	143	196
Hydrocarbures classiques	43	(83)
Raffinage et commercialisation	706	1 059
Activités non sectorielles et éliminations	23	21
Produits du trimestre clos le 30 juin 2011	4 009 \$	7 509 \$

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû du fait de la hausse des prix moyens du pétrole brut et des prix des condensats et des redevances à l'égard du bien Foster Creek par suite de l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta permettant à la société d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek engagées à ce jour dans le calcul des redevances à l'égard du bien Foster Creek, ainsi que de la baisse des redevances à l'égard du bien Pelican Lake découlant de la hausse des dépenses d'investissement. Les produits tirés du secteur Sables bitumineux pour le semestre clos le 30 juin 2011 ont augmenté en raison surtout de la hausse des prix moyens du pétrole brut et des prix des condensats, ainsi que de la diminution des redevances à l'égard du bien Pelican Lake découlant de l'accroissement des dépenses d'investissement. La baisse prévue de la production causée par les révisions à Foster Creek et à Christina Lake et la réduction temporaire de la production à Pelican Lake due aux feux de friches qui ont perturbé le transport par pipeline ont contrebalancé en partie les hausses des deux périodes.

Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont monté au deuxième trimestre de 2011, en raison essentiellement de l'accroissement des prix moyens du pétrole brut, qui a été en partie annulé par la diminution de la production de pétrole brut et de LGN, les baisses prévues de la production de gaz naturel et la réduction des prix du gaz naturel. La diminution des produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques pour le semestre clos le 30 juin 2011 est surtout imputable à la baisse des volumes de production du gaz naturel et des prix de vente moyens, facteurs qui ont été en partie annulés par la progression des prix de vente moyens du pétrole brut.

Les produits du secteur Raffinage et commercialisation pour le deuxième trimestre de 2011 et le semestre clos le 30 juin 2011 ont augmenté, du fait principalement de l'augmentation des prix des produits raffinés, ainsi que des produits liés aux ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation.

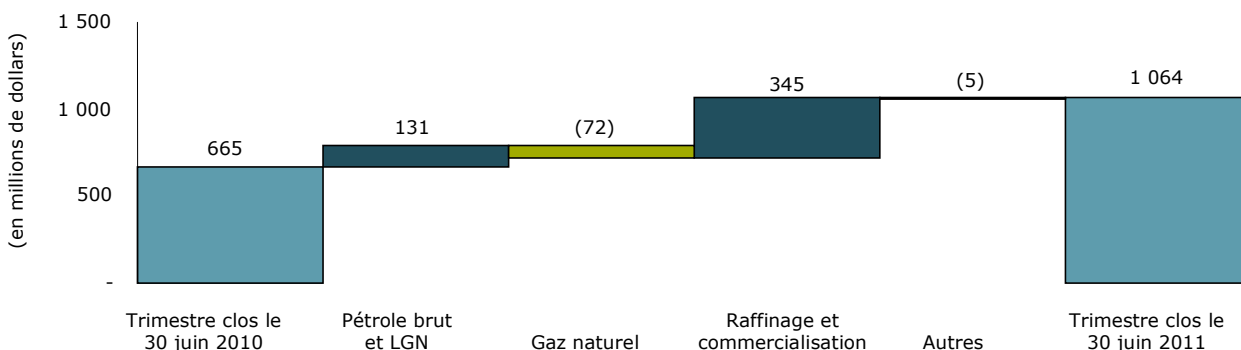
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions de dollars)	Trimestre clos les 30 juin		Semestre clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Sables bitumineux				
Pétrole brut et LGN	321 \$	247 \$	571 \$	546 \$
Gaz naturel	16	17	23	33
Autres	2	5	4	5
Hydrocarbures classiques				
Pétrole brut et LGN	218	161	426	387
Gaz naturel	181	252	366	551
Autres	1	3	3	6
Raffinage et commercialisation	325	(20)	505	(23)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 064 \$	665 \$	1 898 \$	1 505 \$

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'un exercice à l'autre. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges opérationnelles ainsi que de la taxe à la production et des impôts miniers, plus les profits, moins les pertes réalisées 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.

Trimestre clos le 30 juin 2011 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2010

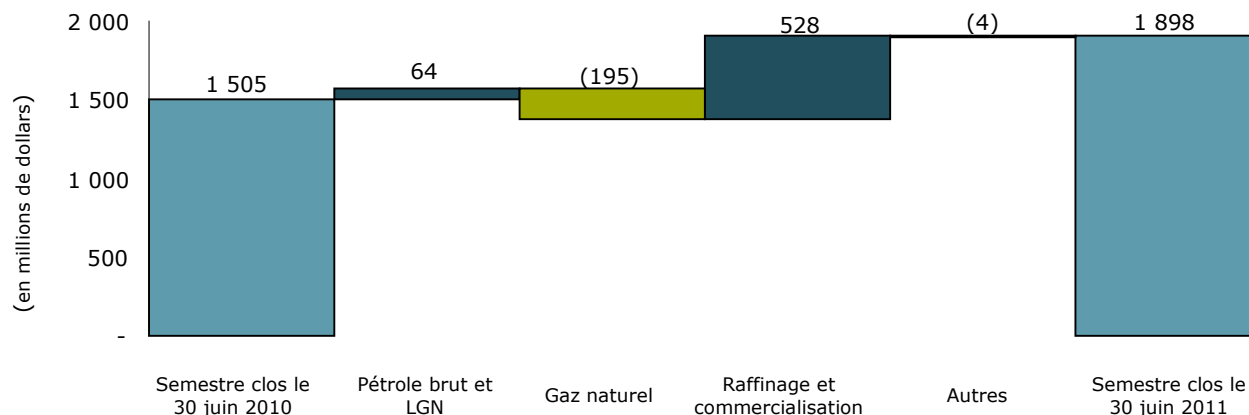


Au deuxième trimestre de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 399 M\$ surtout du fait de l'accroissement de 345 M\$ lié au secteur Raffinage et commercialisation attribuable à l'amélioration des marges de raffinage. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au pétrole brut et aux LGN ont augmenté de 131 M\$ au deuxième trimestre de 2011, du fait essentiellement de la hausse de la moyenne des prix de vente du pétrole brut et des LGN et de la baisse des redevances, qui ont été annulées en partie par la réduction temporaire de la production à Pelican Lake causée par des feux de friches ayant perturbé le transport, la baisse de la

production à Foster Creek et à Christina Lake en raison de révisions prévues et d'inondations dans le sud de la Saskatchewan qui ont eu des répercussions sur les biens Weyburn, Bakken et Lower Shaunavon de la société. La baisse liée au gaz naturel est imputable à une diminution des prix de vente et des volumes, causée en partie par le désinvestissement de biens de gaz non essentiels au troisième trimestre de 2010.

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.

Semestre clos le 30 juin 2011 par rapport au semestre clos le 30 juin 2010



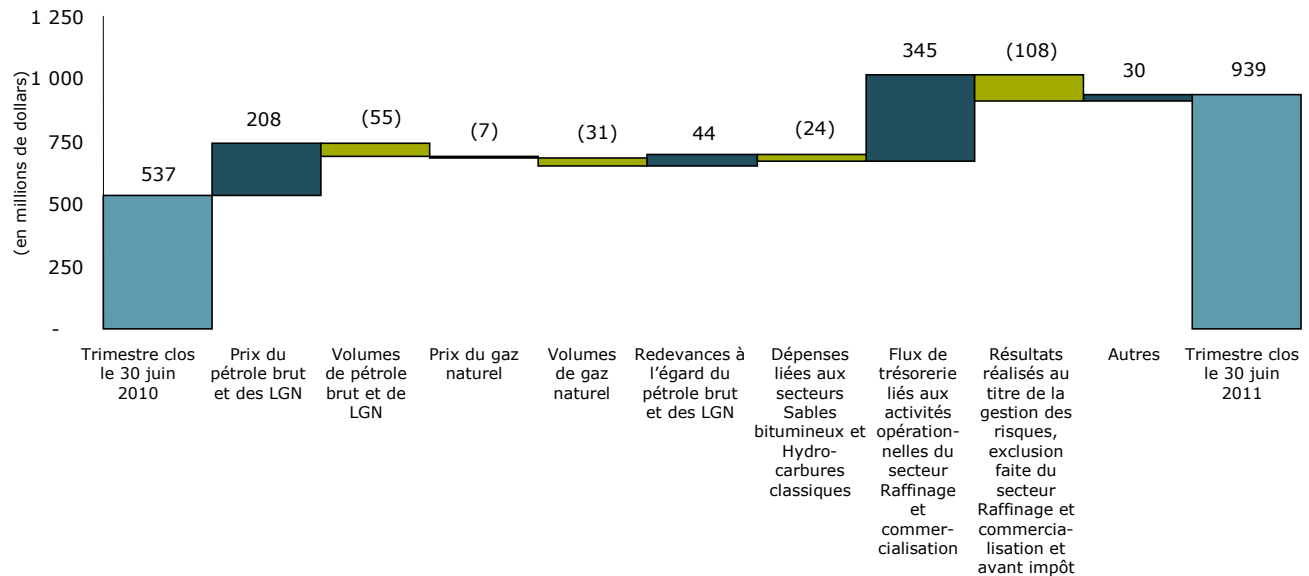
Au premier semestre de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 393 M\$ surtout du fait de l'accroissement de 528 M\$ lié au secteur Raffinage et commercialisation attribuable essentiellement à l'amélioration des marges de raffinage. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au pétrole brut et aux LGN ont augmenté de 64 M\$, du fait essentiellement de la hausse de la moyenne des prix de vente et de la baisse des redevances. Ces augmentations ont été en partie annulées par une réduction de 195 M\$ causée par une diminution des volumes de gaz naturel imputable en partie au désinvestissement de biens de gaz non essentiels au troisième trimestre de 2010 et à une diminution des prix de vente moyens.

FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	Trimestre clos les 30 juin		Semestre clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	769 \$	471 \$	1 400 \$	1 291 \$
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(16)	(13)	(45)	(28)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(154)	(53)	(187)	61
Flux de trésorerie	939 \$	537 \$	1 632 \$	1 258 \$

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 du fonds de roulement hors trésorerie. Il s'agit d'une mesure d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité de la société de financer ses programmes de dépenses d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières.

Trimestre clos le 30 juin 2011 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2010



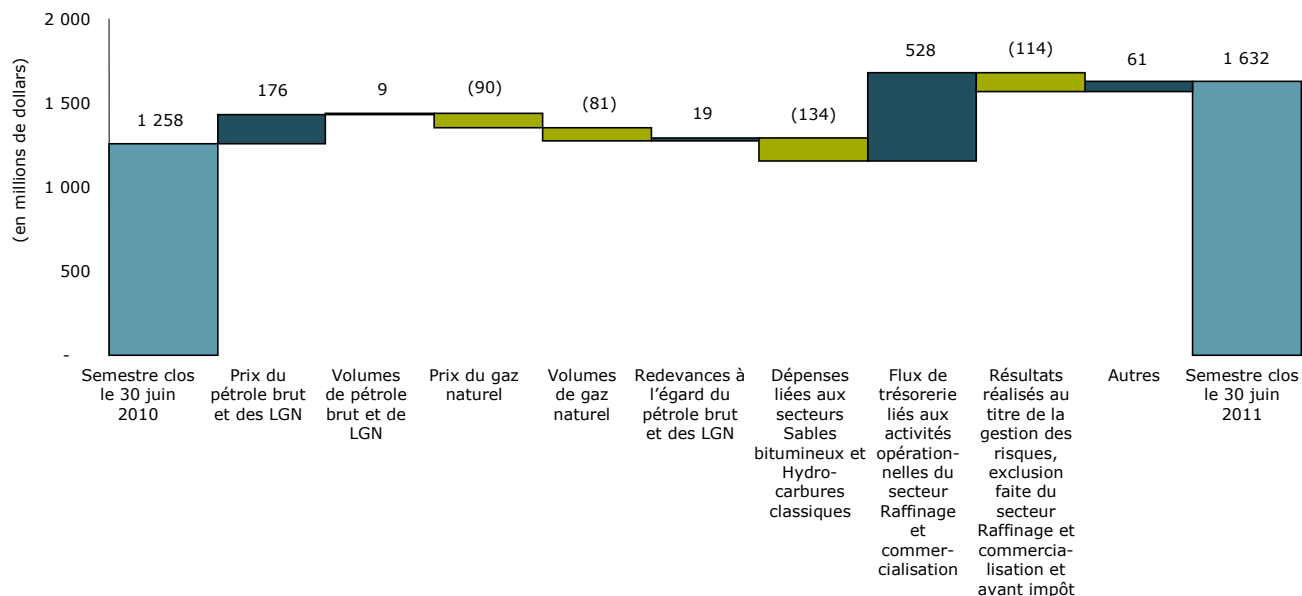
Au deuxième trimestre de 2011, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 402 M\$ comparativement à la période correspondante de 2010, la hausse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'accroissement considérable des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation de 345 M\$, attribuable principalement à l'amélioration des marges de raffinage;
- la hausse de 32 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui est passé de 59,50 \$ le baril à 78,72 \$ le baril;
- la diminution de 44 M\$ des redevances sur le pétrole brut et les LGN par suite essentiellement de l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta permettant à la société d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek à ce jour dans le calcul des redevances à l'égard des phases existantes du bien Foster Creek, facteur en partie annulé par la hausse des prix du WTI en dollars canadiens utilisés pour calculer les redevances;
- la baisse des frais généraux et frais d'administration et des charges d'intérêts.

La hausse des flux de trésorerie du deuxième trimestre de 2011 a été restreinte par les facteurs suivants :

- les pertes de couverture réalisées de 29 M\$, avant impôt et exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, au deuxième trimestre de 2011 comparativement à des profits de 79 M\$ en 2010;
- une diminution de 5 % des volumes de production de pétrole brut et de LGN causée par les révisions à Foster Creek et à Christina Lake, les inondations dans le sud de la Saskatchewan, les feux de friches en Alberta et les baisses normales de rendement;
- le recul de 13 % de la production de gaz naturel (97 Mpi³/j) par suite du désinvestissement de biens non essentiels représentant 41 Mpi³/j en 2010, de la réduction des dépenses d'investissement et des baisses de rendement normales prévues;
- une baisse de 2 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui est passé de 3,78 \$ le kpi³ à 3,71 \$ le kpi³.

Semestre clos le 30 juin 2011 par rapport au semestre clos le 30 juin 2010



Au premier semestre de 2011, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 374 M\$ comparativement à la période correspondante de 2010, la hausse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse notable de 528 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation, attribuable surtout à l'amélioration des marges de raffinage;
- la progression de 12 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui est passé de 64,11 \$ le baril à 71,56 \$ le baril;
- la réduction de 19 M\$ des redevances sur le pétrole brut et les LGN essentiellement causée par la diminution des redevances à l'égard du bien Pelican Lake découlant de l'accroissement des dépenses d'investissement et annulée en partie par l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake et la hausse des prix du WTI en dollars canadiens utilisés pour calculer les redevances.

La hausse des flux de trésorerie du premier semestre de 2011 a été réduite par les facteurs suivants :

- les pertes de couverture réalisées de 10 M\$, avant impôt et exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, en 2011 comparativement à des profits de 104 M\$ en 2010;
- une diminution de 17 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est établi à 3,76 \$ le kpi³ comparativement à 4,53 \$ le kpi³;
- le recul de 14 % de la production de gaz naturel par suite du désinvestissement de biens non essentiels représentant 41 Mpi³/j en 2010, de la réduction des dépenses d'investissement et des baisses de rendement normales prévues;
- la hausse des charges opérationnelles liées au pétrole brut et aux LGN surtout en raison de l'augmentation des activités de réparation et de maintenance et des coûts de révision, de l'accroissement du personnel et des activités de reconditionnement accrues à Foster Creek et à Christina Lake;
- la montée de 24 M\$ de la charge d'impôt exigible imputable à l'importante utilisation en 2010 de certaines catégories fiscales canadiennes acquises à la constitution de la société, laquelle avait réduit la charge d'impôt exigible en 2010.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net	655 \$	183 \$	702 \$	708 \$
(Ajouter) déduire :				
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	232	16	31	186
Profits (pertes) de change non opérationnels, après impôt ²⁾	26	14	65	16
Profits (pertes) au désinvestissement d'actifs, après impôt	2	10	2	10
Résultat opérationnel	395 \$	143 \$	604 \$	496 \$

1) Les profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt, tiennent compte de la reprise de profits (pertes) latents constatés au cours de périodes antérieures.

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

Le résultat opérationnel est une mesure hors PCGR qui correspond au résultat net, compte non tenu du profit ou de la perte après impôt sur les activités abandonnées, du profit au titre d'un achat 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 facteurs mentionnés dans le présent rapport de gestion, qui influent sur les flux de trésorerie et le résultat net de la société, ont également eu une incidence sur son résultat opérationnel.

La progression du résultat opérationnel au deuxième trimestre et au premier semestre de 2011 concorde avec l'accroissement des flux de trésorerie et la baisse de la charge d'amortissement et d'épuisement, qui ont été en partie contrebalancés par la hausse de la charge d'impôt différé (à l'exclusion de l'impôt différé sur les profits et pertes latents liés à la gestion des risques, les profits et pertes de change non opérationnels et les désinvestissements).

VARIATION DU RÉSULTAT NET

(en millions de dollars)	Trimestre	Semestre
Résultat net pour les périodes closes le 30 juin 2010	183 \$	708 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	399	393
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	216	(155)
Profits (pertes) de change latents	57	61
Charges ¹⁾	(22)	(91)
Amortissement et épuisement	43	66
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques	(221)	(280)
Résultat net pour les périodes closes le 30 juin 2011	655 \$	702 \$

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

Au deuxième trimestre de 2011, le résultat net a progressé de 472 M\$ comparativement à la période correspondante de 2010. Les facteurs répertoriés ci-dessus, qui ont fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société au deuxième trimestre de 2011, ont aussi rehaussé le résultat net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net du deuxième trimestre de 2011 figurent les suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 232 M\$, après impôt, contre des profits de 16 M\$, après impôt, au deuxième trimestre de 2010;
- des profits de change latents de 26 M\$ au deuxième trimestre de 2011 contre des pertes de 31 M\$ au deuxième

trimestre de 2010, ce qui correspond aux effets de l'affermissement du dollar canadien sur la conversion de la dette à long terme;

- la diminution des frais généraux et frais d'administration en raison de la baisse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme;
- la baisse de 43 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement découlant de l'ajout de réserves prouvées à Foster Creek à la fin de 2010 et de la baisse de la production du secteur Hydrocarbures classiques;
- une charge d'impôt de 230 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, au deuxième trimestre de 2011, contre 9 M\$ au deuxième trimestre de 2010.

Au premier semestre de 2011, le résultat net a régressé de 6 M\$ comparativement à la période correspondante de 2010. Les facteurs répertoriés ci-dessus, qui ont fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société au cours des six premiers mois de 2011, ont aussi rehaussé le résultat net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net du premier semestre de 2011 figurent les suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 31 M\$, après impôt, contre des profits de 186 M\$, après impôt, en 2010;
- des profits de change latents de 62 M\$ au premier semestre de 2011 contre des profits de 1 M\$ en 2010, ce qui correspond aux effets de l'affermissement du dollar canadien sur la conversion de la dette à long terme;
- l'augmentation de 58 M\$ des frais généraux et frais d'administration en raison surtout de la hausse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme du fait de l'appréciation du cours de l'action de la société depuis le 31 décembre 2010;
- une baisse de 66 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement découlant de l'ajout de réserves prouvées à Foster Creek à la fin de 2010 et de la baisse de la production du secteur Hydrocarbures classiques;
- une charge d'impôt de 337 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, au premier semestre de 2011, contre 57 M\$ au premier semestre de 2010.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT, MONTANT NET

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Sables bitumineux	240 \$	184 \$	644 \$	368 \$
Hydrocarbures classiques	89	68	265	170
Raffinage et commercialisation	117	166	219	370
Activités non sectorielles	30	26	61	27
Dépenses d'investissement	476	444	1 189	935
Acquisitions	2	34	21	34
Désinvestissements	(5)	(72)	(9)	(144)
Dépenses d'investissement, montant net ¹⁾	473 \$	406 \$	1 201 \$	825 \$

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

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2011, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont porté sur la préparation du site, l'ingénierie des installations et les infrastructures à Foster Creek relativement aux phases d'expansion F, G et H. À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont visé la préparation du site et la construction des installations pour les phases d'expansion C, D et E. La société a également foré 440 puits de forage stratigraphique bruts durant le premier trimestre de 2011, son programme le plus ambitieux à ce jour, dont les résultats serviront à l'expansion et à la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux. Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques au deuxième trimestre et au premier semestre de 2011 étaient principalement axées sur la mise en valeur des biens de pétrole brut de la société. Bien que les dépenses d'investissement de ce secteur soient déjà plus importantes que celles de l'exercice précédent, elles sont encore inférieures au budget en raison des inondations dans le sud de la Saskatchewan qui ont limité l'accès aux biens de la société. Quant aux dépenses d'investissement liées aux activités du secteur Raffinage et commercialisation, elles ont visé essentiellement le projet CORE de la raffinerie de Wood River en 2011.

Dans l'ensemble, depuis le début de l'exercice, les dépenses d'investissement de 2011 ont dépassé de 254 M\$ celles engagées à la période correspondante de 2010. 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie	939 \$	537 \$	1 632 \$	1 258 \$
Dépenses d'investissement	476	444	1 189	935
Flux de trésorerie disponibles	463 \$	93 \$	443 \$	323 \$

L'accroissement des flux de trésorerie disponibles de la société au deuxième trimestre et au semestre clos le 30 juin 2011 est directement attribuable à l'augmentation de ses flux de trésorerie, comme il en a été fait mention précédemment dans la présente section du rapport de gestion.

ACTIVITÉS DE GESTION DES RISQUES

La stratégie de gestion des risques de Cenovus consiste à utiliser des instruments financiers en vue de préserver et de stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. Les contrats d'instruments financiers sont comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations des profits ou pertes établis à la valeur de marché aux termes de ces instruments financiers ont une incidence sur le résultat net jusqu'au règlement des contrats en question et sont issues de la volatilité des prix à terme des marchandises et des fluctuations du solde des contrats non réglés.

Les montants réalisés au titre de la gestion des risques indiqués dans les tableaux sommaires ci-dessous ont une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie, le résultat opérationnel et le résultat net de la société, tandis que les montants latents n'ont d'incidence que sur le résultat net. Des renseignements complémentaires concernant les instruments financiers figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.

Incidence financière des activités de gestion des risques pour les trimestres clos les 30 juin

(en millions de dollars)	2011			2010		
	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total
Pétrole brut	(70) \$	325 \$	255 \$	(3) \$	118 \$	115 \$
Gaz naturel	45	(16)	29	83	(98)	(15)
Raffinage	(8)	(2)	(10)	9	(1)	8
Électricité	(4)	2	(2)	2	3	5
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	(37)	309	272	91	22	113
Charge (avantage) d'impôt sur le résultat	(11)	77	66	26	6	32
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	(26) \$	232 \$	206 \$	65 \$	16 \$	81 \$

1) Il s'agit d'un élément hors trésorerie inclus dans le résultat net qui a une incidence sur les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et éliminations.

Au deuxième 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. Ces résultats concordent avec les prix fixés par contrat en fonction du contexte commercial actuel, marqué par le fléchissement des prix de référence du gaz naturel et la hausse des prix de référence du WTI pour le pétrole brut.

Incidence financière des activités de gestion des risques pour les semestres clos les 30 juin

(en millions de dollars)	2011			2010		
	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total
Pétrole brut	(104) \$	65 \$	(39) \$	(12) \$	116 \$	104 \$
Gaz naturel	97	(49)	48	120	145	265
Raffinage	(13)	1	(12)	9	(1)	8
Électricité	(3)	24	21	(1)	(1)	(2)
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	(23)	41	18	116	259	375
Charge (avantage) d'impôt sur le résultat	(8)	10	2	34	73	107
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	(15) \$	31 \$	16 \$	82 \$	186 \$	268 \$

1) Il s'agit d'un élément hors trésorerie inclus dans le résultat net qui a une incidence sur les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et éliminations.

Pour le premier semestre de 2011, les profits réalisés sur les instruments financiers liés au gaz naturel de la société ont été inférieurs à ceux de 2010 en raison de la baisse des prix fixés par contrat. Les pertes réalisées sur les instruments de couverture liés au pétrole brut ont augmenté, ce qui concorde avec la hausse des prix de référence du WTI pour le pétrole brut.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Volumes de production de pétrole brut et de LGN

(b/j)	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009	T2 2009
Sables bitumineux									
Foster Creek	50 373	57 744	52 183	50 269	51 010	51 126	47 017	40 367	34 729
Christina Lake	7 880	9 084	8 606	7 838	7 716	7 420	7 319	6 305	6 530
Pelican Lake	19 427	21 360	21 738	23 259	23 319	23 565	23 804	25 671	23 989
Senlac	-	-	-	-	-	-	2 221	5 080	2 574
Hydrocarbures classiques									
Pétrole lourd	15 378	16 447	16 553	16 921	16 205	16 962	17 127	18 073	18 074
Pétrole moyen et léger	27 617	31 539	29 323	28 608	29 150	30 320	30 644	29 749	30 189
LGN ¹⁾	1 087	1 181	1 190	1 172	1 166	1 156	1 183	1 242	1 184
	121 762	137 355	129 593	128 067	128 566	130 549	129 315	126 487	117 269

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production de pétrole brut et de LGN de Cenovus a diminué de 5 % au deuxième trimestre de 2011 par rapport au même trimestre de 2010, mais pour le semestre, la production de 129 516 barils par jour a été comparable à celle de 2010 (129 551 barils par jour). La diminution de la production au deuxième trimestre est imputable essentiellement aux révisions prévues à Foster Creek et à Christina Lake, à la réduction temporaire de la production à Pelican Lake en raison des feux de friches qui ont perturbé le transport par pipeline, aux inondations dans le sud de la Saskatchewan qui ont limité l'accès aux concessions louées de la société de Weyburn, de Bakken et de Lower Shaunavon, aux baisses de rendement normales prévues et au désinvestissement en 2010 d'actifs non essentiels. Même si la production globale de pétrole brut et de LGN a baissé au deuxième trimestre, la diminution de la production causée par la révision à Foster Creek a été moins importante que ce qui avait été prévu et la production a rapidement atteint le niveau précédant la révision, qui s'approche de la capacité nominale. Pour le semestre, la production de pétrole brut et de LGN est demeurée comparable à celle de 2010, car l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake a été annulé par la réduction temporaire de la production à Pelican Lake et les baisses enregistrées aux installations liées aux hydrocarbures classiques de Cenovus par suite des inondations et des fortes précipitations dans le sud de la Saskatchewan et en Alberta ainsi que des mauvaises conditions météorologiques hivernales au premier trimestre de 2011, des baisses normales de rendement et du 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)	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009	T2 2009
Hydrocarbures classiques	617	620	649	694	705	730	750	775	799
Sables bitumineux	37	32	39	44	46	45	47	55	57
	654	652	688	738	751	775	797	830	856

La production de gaz naturel continue d'être conforme aux tendances. Les volumes de production de gaz naturel de Cenovus ont baissé de 13 % (97 Mpi³/j) au deuxième trimestre de 2011 par rapport à 2010, s'établissant à 654 Mpi³/j. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, la production a diminué de 14 %, pour se chiffrer à 654 Mpi³/j par rapport à 762 Mpi³/j en 2010. Ces baisses des volumes de production du gaz naturel sont imputables à la décision stratégique de la société de réduire depuis deux ans les dépenses d'investissement portant sur les actifs liés au gaz naturel et d'investir davantage dans les projets de pétrole brut. 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 deuxième trimestre et au premier semestre de 2010, soit environ 5 % de sa production pour chacune de ces périodes en 2010. Les conditions météorologiques, dont des froids extrêmes au premier trimestre et de fortes précipitations au deuxième trimestre de 2011, expliquent aussi la réduction de la production de gaz naturel de la société.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 30 juin			
	2011		2010	
	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	78,72 \$	3,71 \$	59,50 \$	3,78 \$
Redevances	6,72	0,04	9,93	0,07
Transport et fluidification ¹⁾	2,33	0,14	1,94	0,15
Charges opérationnelles	13,13	0,98	12,10	0,92
Taxe à la production et impôts miniers	0,67	0,05	0,71	(0,04)
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	55,87	2,50	34,82	2,68
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques	(6,44)	0,74	(0,40)	1,22
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	49,43 \$	3,24 \$	34,42 \$	3,90 \$

1) Les prix du pétrole brut et des LGN et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats utilisés pour la fluidification du pétrole brut de 26,31 \$ le baril (21,73 \$ le baril en 2010).

Au deuxième 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 monté de 21,05 \$ le baril par rapport à 2010, du fait essentiellement de la hausse des prix de vente attribuable à l'amélioration des prix de référence d'une période à l'autre qui a été restreinte cependant par l'appréciation du dollar canadien. La progression du prix net moyen pour le pétrole brut et les LGN découle aussi de la baisse des redevances à l'égard du bien Foster Creek par suite de l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta permettant à la société d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek engagées à ce jour dans le calcul des redevances à l'égard du bien Foster Creek, ce qui a donné lieu à une réduction d'environ 65 M\$ (5,82 \$ le baril) des redevances à payer. Au deuxième trimestre de 2011, 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 0,18 \$ le kpi³ principalement du fait de la hausse de la taxe à la production et des impôts miniers, de l'augmentation des charges opérationnelles et de la baisse des prix de vente.

Prix nets opérationnels (suite)

	Trimestres clos les 30 juin			
	2011		2010	
	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	71,56 \$	3,76 \$	64,11 \$	4,53 \$
Redevances	8,47	0,06	9,37	0,11
Transport et fluidification ¹⁾	2,48	0,16	1,87	0,18
Charges opérationnelles	13,29	1,09	11,72	0,93
Taxe à la production et impôts miniers	0,50	0,05	0,65	0,02
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	46,82	2,40	40,50	3,29
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques	(4,41)	0,82	(0,58)	0,87
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	42,41 \$	3,22 \$	39,92 \$	4,16 \$

1) Les prix du pétrole brut et des LGN et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats utilisés pour la fluidification du pétrole brut de 25,58 \$ le baril (21,94 \$ le baril en 2010).

Au premier semestre 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 monté de 6,32 \$ le baril, du fait essentiellement de la hausse des prix de vente attribuable à l'amélioration des prix de référence et à la baisse des redevances, facteurs contrebalancés en partie par l'appréciation du dollar canadien. La baisse des redevances découle principalement de l'accroissement des dépenses d'investissement à Pelican Lake. 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 0,89 \$ le kpi³ du fait de la baisse des prix de vente et de la hausse des charges opérationnelles.

La rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion renferme des renseignements additionnels concernant les éléments inclus dans les prix nets opérationnels. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la stratégie de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés 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 deuxième trimestre de 2011, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- les révisions prévues à Foster Creek et à Christina Lake ont été achevées dans le respect de l'échéancier et du budget, tandis que la production moyenne a été maintenue à 50 373 barils par jour à Foster Creek et à 7 880 barils par jour à Christina Lake;
- l'injection de vapeur a commencé à la phase C de Christina Lake et la production devrait débuter au troisième trimestre de 2011, avant la date prévue;
- la réduction temporaire de la production à Pelican Lake pendant environ deux semaines en raison de perturbations du transport causées par des feux de friches en Alberta a eu une incidence trimestrielle de quelque 2 100 barils par jour; la production de Pelican Lake a pour sa part été réduite de 600 barils par jour de plus en raison des restrictions imposées au transport par pipeline lorsque les sociétés ont voulu acheminer le pétrole brut stocké au moment de la réouverture du pipeline;
- l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta permettant à la société d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek engagées à ce jour dans le calcul des redevances à l'égard du bien Foster Creek a donné lieu à une réduction d'environ 65 M\$ des redevances à payer de la société au deuxième trimestre de 2011;
- l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta a accordé son autorisation aux phases d'expansion E, F et G de Christina Lake;
- l'approbation des partenaires pour les phases d'expansion F, G et H de Foster Creek et la phase E de Christina Lake a été obtenue;

- le plan stratégique de la société a été mis à jour et vise maintenant les objectifs suivants :
 - l'accroissement de 5 000 barils par jour de la capacité de production brute prévue aux phases F, G et H de Foster Creek, pour la porter à 35 000 barils par jour par phase;
 - le raccourcissement d'environ un an de l'échéancier de mise en production des phases G et H de Foster Creek et la mise en production de la phase D de Christina Lake au premier trimestre de 2013 plutôt qu'au deuxième;
 - l'augmentation de la production prévue à Pelican Lake pour l'établir à 55 000 barils par jour d'ici la fin de 2016.

SABLES BITUMINEUX – PÉTROLE BRUT

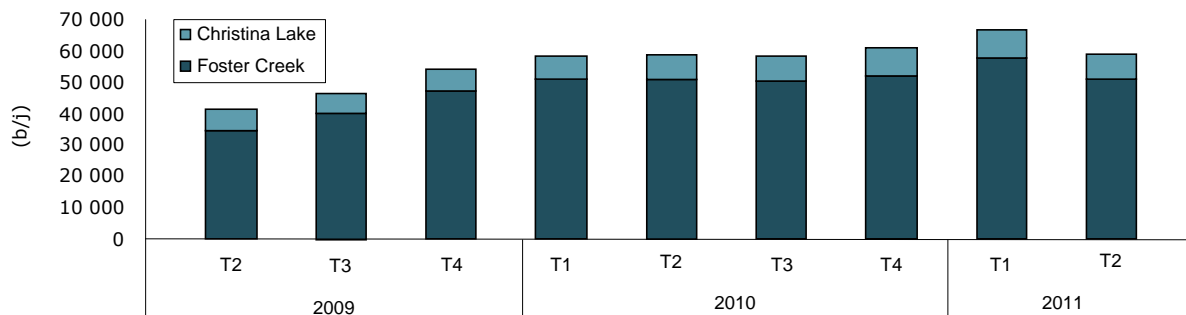
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Chiffres d'affaires	766 \$	672 \$	1 550 \$	1 371 \$
Déduire : redevances	25	76	107	133
Produits des activités ordinaires	741	596	1 443	1 238
Charges				
Transport et fluidification	284	257	605	508
Activités opérationnelles	91	89	198	172
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	45	3	69	12
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	321	247	571	546
Dépenses d'investissement	239	183	629	365
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	82 \$	64 \$	(58) \$	181 \$

Volumes de production

Pétrole brut (b/j)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2011	Variation entre 2011 et 2010	2010	2011	Variation entre 2011 et 2010	2010
Foster Creek	50 373	(1) %	51 010 \$	54 038	6 %	51 067
Christina Lake	7 880	2 %	7 716	8 479	12 %	7 569
Total partiel	58 253	(1) %	58 726	62 517	7 %	58 636
Pelican Lake	19 427	(17) %	23 319	20 388	(13) %	23 441
	77 680	(5) %	82 045 \$	82 905	1 %	82 077

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



Variation des produits des activités ordinaires

Trimestre clos le 30 juin 2011 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2010

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2010	Variation des produits relative aux éléments suivants :				Trimestre clos le 30 juin 2011
		Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	
Pétrole brut	596 \$	111	(43)	51	26	741 \$

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 deuxième trimestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a progressé de 28 % pour s'établir à 73,02 \$ le baril par rapport à la période correspondante de 2010, ce qui s'explique par l'augmentation du prix de référence du WCS, en partie contrebalancée par l'appréciation du dollar canadien.

À Foster Creek, la production a légèrement diminué au deuxième trimestre, en raison principalement d'une révision prévue qui a réduit la production d'environ 7 400 barils par jour, réduction qui a été en partie compensée par l'amélioration de l'efficacité de l'usine et du rendement des puits grâce à la réduction des temps d'arrêt et l'amélioration du rapport vapeur/pétrole. Toujours à Foster Creek, la diminution de la production causée par la révision a été moins importante que ce qui avait été prévu et la production a rapidement atteint le niveau précédant la révision, qui s'approche de la capacité nominale. À Christina Lake, la production a augmenté de 2 % à la suite principalement de l'optimisation de puits et de la mise en production de deux nouvelles paires de puits au quatrième trimestre de 2010, facteurs qui ont été annulés en partie par une révision prévue qui a réduit la production d'environ 800 barils par jour au cours du trimestre. En raison des feux de friches dans la région, la production issue de Pelican Lake a été réduite pendant environ deux semaines, dont une période d'arrêt complet de quelque sept jours qui a entraîné une diminution de la production d'environ 2 100 barils par jour pour le trimestre. La production de Pelican Lake a pour sa part été réduite de 600 barils par jour de plus en raison des restrictions imposées au transport par pipeline lorsque les sociétés ont voulu acheminer le pétrole brut stocké au moment de la réouverture du pipeline. À Pelican Lake, le fléchissement de la production est aussi attribuable aux baisses normales de rendement qui ont été en partie compensées par l'accroissement de la production découlant des activités d'injection de polymères.

Les redevances ont diminué au deuxième trimestre de 2011 par suite de l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta permettant à la société d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek engagées à ce jour dans le calcul des redevances à l'égard du bien Foster Creek, ce qui a donné lieu à une réduction d'environ 65 M\$ des redevances et à un recul du taux de redevance réel qui s'est établi à 3,3 % (19,0 % en 2010). Cette diminution a été en partie annulée par la hausse du prix de référence du WTI en dollars canadiens utilisé pour calculer le taux de redevance. Au deuxième trimestre de 2011, le taux de redevance réel s'est établi à 6,3 % pour Christina Lake (4,4 % au deuxième trimestre de 2010) en raison de la hausse des prix du WTI. À Pelican Lake, les redevances se sont repliées du fait essentiellement de la hausse des dépenses d'investissement, le taux de redevance réel s'établissant à 9,7 % (23,3 % au deuxième trimestre de 2010).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 27 M\$ au deuxième trimestre de 2011. La portion de la hausse attribuable aux condensats (26 M\$) avait trait principalement à l'augmentation du coût moyen des condensats, mais cette hausse a été atténuée par la diminution des volumes de condensats nécessaires du fait de la baisse de la production à Foster Creek et à Pelican Lake.

Les charges opérationnelles ont légèrement augmenté, car la hausse du coût des révisions à Foster Creek et à Christina Lake, l'augmentation des activités de réparation et d'entretien et l'accroissement de l'effectif ont été compensés en grande partie par la diminution des coûts des produits chimiques et de la manutention des déchets.

Les activités liées à la gestion des risques au deuxième trimestre de 2011 ont donné lieu à des pertes réalisées de 45 M\$ comparativement à des pertes de 3 M\$ au deuxième trimestre de 2010.

Semestre clos le 30 juin 2011 par rapport au semestre clos le 30 juin 2010

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2010	Variation des produits relative aux éléments suivants :				Semestre clos le 30 juin 2011
		Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	
Pétrole brut	1 238 \$	83	10	26	86	1 443 \$

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 semestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a progressé de 9 % pour s'établir à 66,15 \$ le baril par rapport à la période correspondante de 2010, ce qui s'explique par l'augmentation du prix de référence du WCS, en partie contrebalancée par l'appréciation du dollar canadien.

À Foster Creek, la production a augmenté de 6 % principalement du fait de l'amélioration de l'efficacité de l'usine et du rendement des puits découlant de la réduction des temps d'arrêt et de l'amélioration du rapport vapeur/pétrole, facteurs qui ont été annulés en partie par la révision prévue effectuée au deuxième trimestre de 2011. À Christina Lake, la production a augmenté de 12 % à la suite de l'optimisation de puits et de la mise en production de deux paires de puits au quatrième trimestre de 2010, facteurs qui ont été atténués par une révision prévue au deuxième trimestre de 2011. La production issue de Pelican Lake a été réduite temporairement au deuxième trimestre de 2011, ce qui a donné lieu à une diminution, depuis le début de l'exercice, d'environ 1 000 barils par jour. Le fléchissement de la production est attribuable aussi aux baisses normales de production et à la répartition par suite des perturbations touchant le transport par pipeline, qui ont été en partie compensées par l'accroissement de la production découlant des activités d'injection de polymères en 2011.

Les redevances ont diminué de 26 M\$ au premier semestre de 2011 par suite surtout de la hausse des dépenses d'investissement à Pelican Lake. À Foster Creek, les redevances du premier semestre de 2011 ont légèrement augmenté, car l'accroissement de la production et des prix réalisés en 2011 et la récupération de coûts qui a eu lieu au premier trimestre de 2010 ont largement compensé la réduction d'environ 65 M\$ des redevances découlant de l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta au deuxième trimestre de 2011. Au premier semestre de 2011, les taux de redevance réels se sont établis à 11,9 % pour Foster Creek (14,5 % en 2010), à 5,6 % pour Christina Lake (4,2 % en 2010) et à 11,9 % pour Pelican Lake (22,3 % en 2010).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 97 M\$ au premier semestre de 2011. La portion de la hausse attribuable aux condensats (86 M\$) avait trait principalement à l'augmentation du coût moyen des condensats et des volumes de condensats nécessaires du fait de l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake. Les frais de transport se sont accrus de 11 M\$ surtout du fait de l'augmentation des charges liées au transport engagées au premier trimestre en vue de pénétrer les marchés disponibles afin d'éviter la réduction des volumes à la suite de fermetures de puits attribuables aux restrictions touchant le transport par pipeline, ainsi que de l'accroissement des volumes de production.

Les charges opérationnelles ont augmenté de 26 M\$ en raison des révisions effectuées à Foster Creek et à Christina Lake, de l'accroissement de l'effectif et de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme, facteurs qui ont été compensés en partie par la diminution des coûts du combustible, de la manutention des déchets et des produits chimiques. De plus, à Foster Creek et à Christina Lake, les charges opérationnelles ont crû en raison d'augmentations de production, tandis que, à Pelican Lake, la progression des charges opérationnelles tient aux coûts des polymères qui ont augmenté.

Les activités liées à la gestion des risques au premier semestre de 2011 ont donné lieu à des pertes réalisées de 69 M\$ comparativement à des pertes de 12 M\$ au premier semestre 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 a fléchi pour s'établir à 37 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2011 (46 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2010) et à 35 Mpi³/j pour le semestre clos le 30 juin 2011 (45 Mpi³/j au premier semestre 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 10 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2011, ce qui concorde avec les résultats du deuxième trimestre, la baisse des volumes ayant été annulée par une amélioration du prix de vente moyen du gaz naturel.

SABLES BITUMINEUX – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Foster Creek	77 \$	52 \$	180 \$	108 \$
Christina Lake	121	85	229	148
Total partiel	198	137	409	256
Pelican Lake	31	28	115	50
Nouvelles zones de ressources	9	11	103	50
Autres ¹⁾	2	8	17	12
Dépenses d'investissement ²⁾	240 \$	184 \$	644 \$	368 \$

1) Comprend le gaz naturel d'Athabasca.

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

En 2011, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement la mise en valeur des phases F, G et H de Foster Creek et des phases C, D et E de Christina Lake, le forage stratigraphique à l'appui de la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux, ainsi que des activités de forage intercalaire 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 barils de bitume par jour en 2013 avec l'achèvement prévu des phases C et D.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, les dépenses d'investissement à Foster Creek ont augmenté comparativement aux périodes correspondantes de 2010 du fait surtout de l'accroissement des dépenses liées à la préparation du site, à l'ingénierie des installations et aux infrastructures aux phases d'expansion F, G et H. Au deuxième trimestre, les dépenses à Foster Creek incluaient aussi le maintien du capital pour les phases en production. Les dépenses d'investissement engagées depuis le début de l'exercice comprennent le forage de puits stratigraphiques au premier trimestre de 2011.

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté au deuxième trimestre de 2011 et pour le semestre clos le 30 juin 2011 comparativement aux périodes correspondantes de 2010 par suite essentiellement de l'expansion des phases D et E, notamment la préparation du site et la construction des installations. Les dépenses d'investissement du premier semestre ont également augmenté en raison des essais stratigraphiques du premier trimestre de 2011 et des exigences supplémentaires en matière de maintien du capital. La société prévoit accroître la capacité de production brute jusqu'à environ 98 000 barils par jour avec l'achèvement des phases C et D. L'injection de vapeur a commencé plus tôt que prévu au deuxième trimestre de 2011 à la phase C; la mise en production est prévue pour le troisième trimestre. La mise en production de la phase D devrait commencer au premier trimestre de 2013.

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011 visaient essentiellement le forage intercalaire en vue de faire avancer l'injection de polymères, outre le forage stratigraphique, les installations et l'entretien. Les dépenses consacrées aux installations portent surtout sur l'expansion de la capacité de Pelican Lake grâce à l'ajout et à la modernisation des groupes de chaudières et des pipelines de transport de pétrole sous forme d'émulsion.

En ce qui a trait aux nouvelles zones de ressources, les dépenses d'investissement de 2011 concernaient principalement les essais stratigraphiques et l'achèvement des programmes de prospection sismique à l'appui des futurs projets de sables bitumineux. Les résultats du projet pilote de Grand Rapids devraient permettre de mieux comprendre la performance du puits DGMV dans la formation.

Puits de forage stratigraphiques

Conformément à sa stratégie qui consiste à maximiser la valeur de ses ressources, Cenovus a achevé son plus important programme de forage stratigraphique au cours du premier trimestre de 2011. Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek et à Christina Lake sont liés aux prochaines phases d'expansion, tandis que les autres puits de forage stratigraphique visent à continuer la collecte de données sur la qualité des projets de la société et à appuyer les demandes d'autorisation réglementaire. Cenovus a également foré plusieurs puits à Pelican Lake afin de se prémunir contre d'éventuelles expirations de concessions liées à ce bien. Afin de réduire les répercussions sur les infrastructures locales, les puits stratigraphiques sont surtout forés pendant les mois d'hiver, c'est-à-dire habituellement à la fin du quatrième trimestre et au début du premier trimestre. C'est pourquoi aucun puits stratigraphique n'a été foré au deuxième trimestre de 2011 (cinq puits en 2010).

(nombre de puits stratigraphiques bruts forés)	Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010
Foster Creek	110	70
Christina Lake	59	24
Total partiel	169	94
Pelican Lake	57	-
Narrows Lake	41	35
Grand Rapids	45	33
Borealis	84	26
Autres	44	15
	440	203

HYDROCARBURES CLASSIQUES

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

En ce qui concerne le secteur Hydrocarbures classiques, les principaux facteurs qui ont eu une incidence au deuxième trimestre de 2011 sont les suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles générés par les actifs gaziers du secteur Hydrocarbures classiques ont dépassé de 158 M\$ les dépenses d'investissement;
- la production moyenne a reculé de 2 200 barils par jour au bien Weyburn en raison surtout de pannes de courant et d'inondations qui ont provoqué des fermetures touchant jusqu'à 150 puits productifs au cours de la seconde moitié de juin et des interruptions de l'approvisionnement en dioxyde de carbone;
- les inondations ont limité l'accès aux biens Bakken et Lower Shaunavon de la société, ce qui a entraîné des fermetures de puits productifs, réduisant la production d'environ 3 100 barils par jour, et ralenti les activités de mise en valeur en limitant les activités de forage du trimestre;
- la société a mis à jour son plan stratégique qui vise maintenant une production de 65 000 à 75 000 barils par jour tirée de ses activités liées au pétrole classique en Saskatchewan et dans le sud de l'Alberta d'ici la fin de 2016 ainsi que l'évaluation du potentiel de nouveaux projets pétroliers sur ses biens existants et dans de nouvelles régions en mettant l'accent sur les occasions de pétrole averse.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – PÉTROLE BRUT et LGN

Résultats financiers

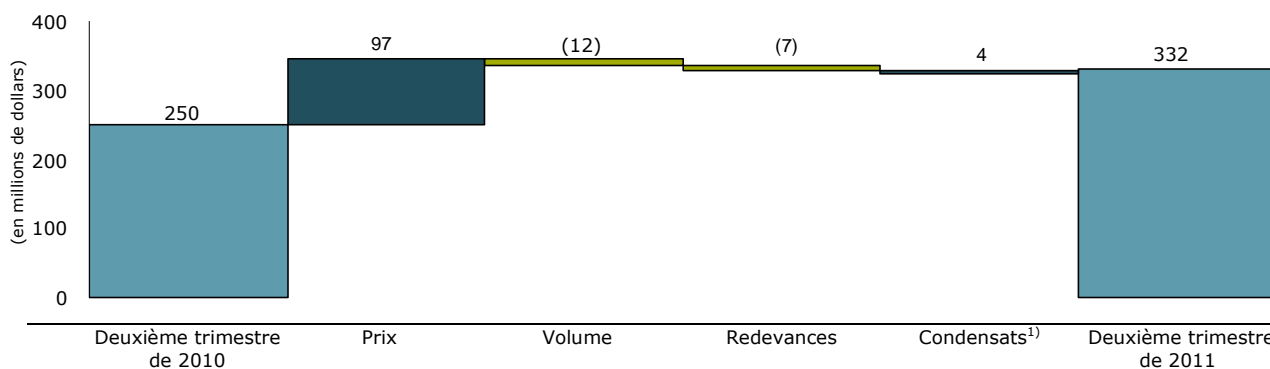
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Chiffre d'affaires brut	381 \$	292 \$	737 \$	643 \$
Déduire : redevances	49	42	93	86
Produits des activités ordinaires	332	250	644	557
Charges				
Transport et fluidification	28	23	55	49
Activités opérationnelles	51	57	114	103
Taxe à la production et impôts miniers (Profits) pertes liés à la gestion des risques	7	8	12	15
	28	1	37	3
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	218	161	426	387
Dépenses d'investissement	66	52	219	118
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	152 \$	109 \$	207 \$	269 \$

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2011	2011 par rapport à 2010	2010	2011	2011 par rapport à 2010	2010
Pétrole lourd						
Alberta	15 378	(5) %	16 205	15 910	(4) %	16 581
Pétrole moyen et léger						
Alberta	10 289	(3) %	10 645	10 804	(4) %	11 246
Saskatchewan	17 328	(6) %	18 505	18 763	1 %	18 486
LGN	1 087	(7) %	1 166	1 134	(2) %	1 161
	44 082	(5) %	46 521	46 611	(2) %	47 474

Variation des produits des activités ordinaires

Trimestre clos le 30 juin 2011 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2010



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

Au deuxième trimestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN a progressé de 37 %, passant de 64,28 \$ à 88,31 \$ le baril, ce qui concorde avec la hausse des prix de référence du pétrole brut en dollars américains, annulée en partie par l'appréciation du dollar canadien. Le secteur Hydrocarbures classiques produit du pétrole brut

léger et moyen en plus du pétrole brut lourd. C'est pourquoi les prix moyens obtenus par ce secteur pour le pétrole brut ont été avantagés par la baisse des écarts de prix moyens.

La production au deuxième trimestre de 2011 a été inférieure à celle de la période correspondante de 2010, principalement en raison des inondations dans le sud de la Saskatchewan qui ont limité l'accès et forcé des fermetures de puits productifs aux biens Bakken et Lower Shaunavon ainsi que des fermetures partielles de puits au bien Weyburn dans la seconde moitié de juin. Les inondations ont aussi entraîné la fermeture temporaire du pipeline qui achemine le dioxyde de carbone à Weyburn; sa réouverture est prévue pour le début du troisième trimestre. La production a été réduite davantage au deuxième trimestre de 2011 en raison de deux pannes de courant à Weyburn, du désinvestissement de biens non essentiels représentant une production d'environ 464 barils par jour en 2010 ainsi que des baisses normales de rendement prévues.

Au deuxième trimestre de 2011, les redevances ont augmenté de 7 M\$ surtout du fait de la hausse des prix du pétrole brut qui a été contrebalancée en partie par le raffermissement du dollar canadien, qui entre dans le calcul des taux de redevance, et la diminution de la production. Par conséquent, le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 14,5 % (14,6 % au deuxième trimestre de 2010).

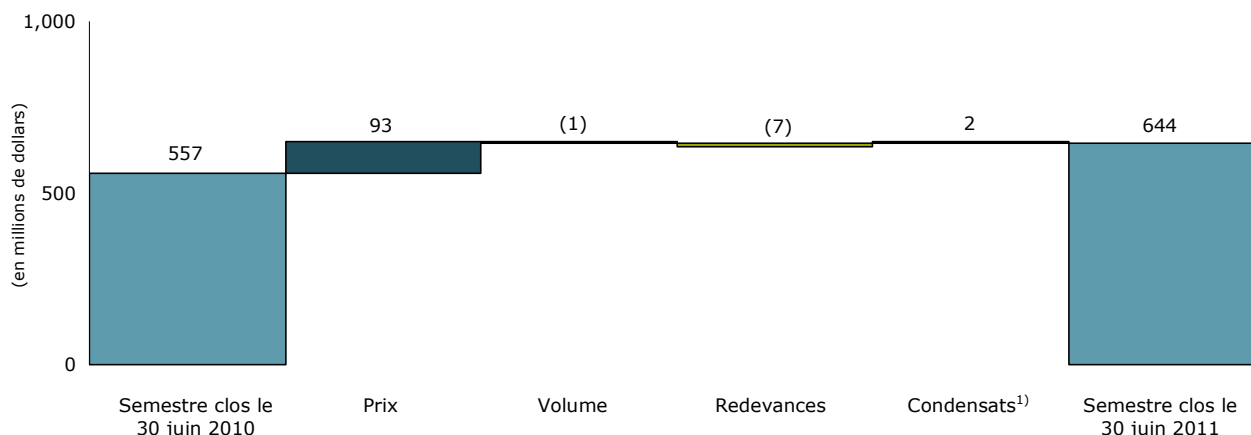
Au deuxième trimestre de 2011, les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 5 M\$ étant donné que la hausse du coût moyen des condensats et l'augmentation des frais liés au transport par pipeline ont été contrebalancées en partie par le fléchissement des volumes de condensats nécessaires à la fluidification.

Les charges opérationnelles ont décliné de 6 M\$ au deuxième trimestre de 2011, du fait essentiellement de la diminution des activités de reconditionnement causée par l'incapacité de la société à accéder à ses biens dans le sud de la Saskatchewan et de la baisse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme étant donné la dépréciation du cours de l'action de Cenovus au deuxième trimestre.

Les activités liées à la gestion des risques pour le trimestre clos le 30 juin 2011 ont donné lieu à des pertes réalisées de 28 M\$, contre 1 M\$ au deuxième 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 progressé de 43 M\$ au deuxième trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, principalement en raison de l'accroissement des prix du pétrole brut et des LGN, contrebalancé en partie par la baisse des volumes de production et l'augmentation des dépenses d'investissement.

Semestre clos le 30 juin 2011 par rapport au semestre clos le 30 juin 2010



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

Au premier semestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN a progressé de 15 %, passant de 70,14 \$ à 80,96 \$ le baril, ce qui concorde avec la hausse des prix de référence du pétrole brut en dollars américains, annulée en partie par l'appréciation du dollar canadien.

La production au premier semestre de 2011 a été inférieure à celle de la période correspondante de 2010, principalement en raison des inondations dans le sud de la Saskatchewan qui ont forcé la fermeture de puits productifs aux biens Bakken et Lower Shaunavon ainsi que des fermetures partielles de puits au bien Weyburn dans la seconde moitié de juin. La production a aussi été réduite en raison du désinvestissement en 2010 de biens non essentiels qui représentaient une production d'environ 895 barils par jour, des baisses normales de rendement prévues et de la répartition par suite des perturbations touchant le transport par pipeline au début de 2011.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2011, les redevances ont augmenté de 7 M\$ par rapport à la même période de 2010 surtout du fait de la hausse des prix qui a été contrebalancée en partie par le raffermissement du dollar canadien, qui entre dans le calcul des taux de redevance, et la diminution de la production. Par conséquent, le taux de redevance

réel sur le pétrole brut s'est établi à 14,0 % (14,6 % au premier semestre de 2010).

Au premier semestre de 2011, les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 6 M\$ étant donné que la hausse du coût moyen des condensats et l'augmentation des frais liés au transport par pipeline ont été contrebalancées en partie par le fléchissement des volumes de condensats nécessaires à la fluidification.

Les charges opérationnelles ont crû de 11 M\$ au premier semestre de 2011, du fait essentiellement de l'accroissement des activités de réparation et d'entretien, de la hausse des coûts d'électricité, de l'augmentation des salaires et des avantages sociaux, notamment les charges liées aux primes d'intéressement à long terme, et de la majoration des coûts de camionnage. La baisse des coûts des produits chimiques et la diminution des activités de reconditionnement causée par l'incapacité de la société à accéder à certains de ses biens pendant une partie du deuxième trimestre de 2011 ont compensé en partie les facteurs précédents.

Les activités liées à la gestion des risques pour le semestre clos le 30 juin 2011 ont donné lieu à des pertes réalisées de 37 M\$, contre 3 M\$ au premier semestre 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 diminué de 62 M\$ au premier semestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010, principalement en raison de l'accroissement des dépenses d'investissement en 2011 et malgré la progression des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

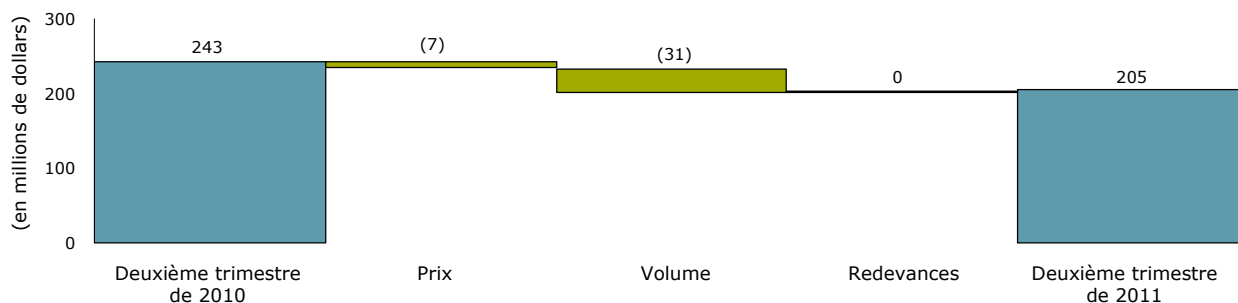
HYDROCARBURES CLASSIQUES – GAZ NATUREL

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Chiffre d'affaires brut	208 \$	246 \$	422 \$	593 \$
Déduire : redevances	3	3	6	9
Produits des activités ordinaires	205	243	416	584
Charges				
Transport et fluidification	8	10	18	24
Activités opérationnelles	53	59	114	115
Taxe à la production et impôts miniers (Profits) pertes liés à la gestion des risques	3	(2)	6	3
	(40)	(76)	(88)	(109)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	181	252	366	551
Dépenses d'investissement	23	16	46	52
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	158 \$	236 \$	320 \$	499 \$

Variation des produits des activités ordinaires

Trimestre clos le 30 juin 2011 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2010



En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont fléchi en 2011 du fait de 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 l'accès limité aux biens en raison des conditions pluvieuses dans le sud de l'Alberta, qui a entraîné une baisse de la production de gaz naturel de 12 %, qui s'est établie à 617 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2011 (705 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2010).

Les redevances ont peu varié au deuxième trimestre de 2011 du fait de la contraction des prix des marchandises et des volumes de production. Le taux de redevance moyen au deuxième trimestre de 2011 s'est chiffré à 1,5 % (1,0 % au deuxième trimestre de 2010).

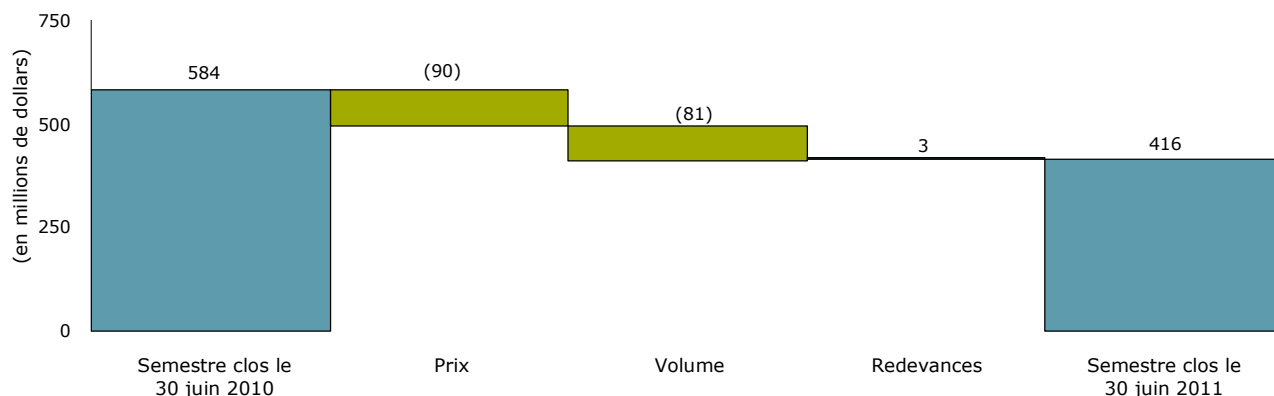
Les frais de transport ont baissé de 2 M\$ au deuxième trimestre de 2011 de par la contraction des volumes.

Les charges opérationnelles au deuxième trimestre de 2011 ont diminué de 6 M\$ du fait de la baisse des volumes de production et du fléchissement des activités opérationnelles attribuable aux désinvestissements de 2010, ces facteurs étant en partie contrebalancés par l'accroissement des activités de réparation et d'entretien.

Les activités liées à la gestion des risques au deuxième trimestre de 2011 ont donné lieu à des profits réalisés de 40 M\$ contre des profits de 76 M\$ 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 78 M\$ au deuxième 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.

Semestre clos le 30 juin 2011 par rapport au semestre clos le 30 juin 2010



En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont fléchi en 2011 du fait de la contraction des prix de vente moyens, suivant en cela la variation du prix de référence AECO et la baisse de la production. L'effet cumulatif des compressions visant les dépenses d'investissement affectées au gaz naturel depuis les deux derniers exercices, des désinvestissements de biens non essentiels représentant une production de 41 Mpi³/j en 2010 ainsi que du froid extrême qui a sévi au premier trimestre et des conditions pluvieuses au deuxième trimestre a entraîné une baisse de 14 % de la production de gaz naturel, qui s'est établie à 619 Mpi³/j pour le premier semestre de 2011 (717 Mpi³/j au premier semestre de 2010).

Les redevances ont diminué de 3 M\$ au semestre clos le 30 juin 2011 du fait de la contraction des prix des marchandises et des volumes de production. Le taux de redevance moyen au premier semestre de 2011 s'est chiffré à 1,4 % (1,5 % au premier semestre de 2010).

Les frais de transport ont baissé de 6 M\$ au premier semestre de 2011 de par la contraction des volumes.

Les charges opérationnelles pour le semestre clos le 30 juin 2011 sont demeurées stables par rapport à 2010 du fait de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme et de la hausse des coûts d'électricité, qui ont été annulées par le fléchissement des activités opérationnelles attribuable aux désinvestissements de 2010 et le recul des volumes de production.

Les activités liées à la gestion des risques au premier semestre de 2011 ont donné lieu à des profits réalisés de 88 M\$ contre des profits de 109 M\$ 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 179 M\$ au premier semestre 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Pétrole brut	66 \$	52 \$	219 \$	118 \$
Gaz naturel	23	16	46	52
Dépenses d'investissement ¹⁾	89 \$	68 \$	265 \$	170 \$

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

Dans l'ensemble, en 2011, les dépenses d'investissement de Cenovus ont augmenté pour le secteur Hydrocarbures classiques dans le cadre de la stratégie de mise en valeur de 2011, quoiqu'elles soient restées inférieures aux dépenses budgétisées en raison des inondations qui ont frappé le sud de la Saskatchewan. Les dépenses d'investissement affectées aux biens liés au pétrole brut étaient axées surtout 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. La société a réduit ses dépenses d'investissement liées au gaz naturel en 2011 pour mettre l'accent sur le pétrole brut.

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. Les remises en production de puits visent essentiellement les puits de mise en valeur de MH de l'Alberta.

(puits nets)	Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010
Pétrole brut	105	50
Gaz naturel	15	78
Remises en production	546	409
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.

Les principaux facteurs qui ont eu des répercussions sur le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- l'amélioration des marges de raffinage a entraîné une augmentation de 345 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par rapport au deuxième trimestre de 2010 et de 528 M\$ par rapport au premier semestre de 2010;
- l'état d'avancement du projet CORE est passé de 91 % au début de l'exercice à environ 98 %;
- les raffineries de la société, dont 90 % de la capacité est exploitée (85 % depuis le début de l'exercice), produisent 422 000 barils par jour de produits raffinés (403 000 barils par jour depuis le début de l'exercice);
- une panne de courant causée par un orage a provoqué l'interruption complète des activités de la raffinerie de Wood River le 25 juin 2011. À la mi-juillet, le taux d'utilisation de la raffinerie était revenu à son niveau d'avant l'orage.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires	2 725 \$	2 019 \$	5 007 \$	3 948 \$
Produits achetés	2 283	1 935	4 252	3 724
Marge brute	442	84	755	224
Charges				
Charges opérationnelles (Profits) pertes liés à la gestion des risques	109	116	237	259
	8	(12)	13	(12)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	325	(20)	505	(23)
Dépenses d'investissement	117	166	219	370
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	208 \$	(186) \$	286 \$	(393) \$

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 358 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2011 et de 531 M\$ depuis le début de l'exercice, principalement en raison des augmentations des prix des produits raffinés, qui ont largement compensé par la hausse du coût des produits achetés, par rapport aux mêmes périodes de 2010. Le coût des produits achetés, qui est établi selon la méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti, reflète l'avantage découlant des prix réduits du pétrole brut lourd et des récentes compressions ayant touché les prix du pétrole brut intérieur des États-Unis. L'avantage sur les résultats de la société découlant des bas prix des produits achetés témoigne de l'objectif de la société visant l'intégration économique de sa production de pétrole lourd. Les marges brutes du deuxième trimestre de 2011 reflètent en outre l'incidence de la hausse du taux d'utilisation par rapport à l'exercice précédent.

Les charges opérationnelles, constituées principalement de la main-d'œuvre, des services publics et des fournitures, ont baissé de 6 % au deuxième trimestre de 2011 et de 8 % pour le premier semestre de 2011, du fait surtout de la baisse des activités d'entretien et des coûts de révision et en partie de l'appréciation du dollar canadien.

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 345 M\$ au deuxième trimestre et de 528 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2011, essentiellement en raison de la hausse des marges de raffinage brutes, contrairement au deuxième trimestre et au premier semestre de 2010, lesquels avaient été affectés par le fléchissement des prix des produits raffinés, l'optimisation du raffinage et les révisions prévues. Ces hausses des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en 2011 ont été en partie contrebalancées par l'appréciation du dollar canadien.

EXPLOITATION DES RAFFINERIES¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	452	452	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	406	379	384	367
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	90	84	85	81
Produits raffinés (kb/j)	422	398	403	388

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

En totalité, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 452 000 barils par jour de pétrole brut et de 45 000 barils par jour de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner au plus 145 000 barils par jour de pétrole brut lourd fluidifié. La capacité de raffiner du pétrole brut lourd témoigne encore une fois de l'objectif de la société qui consiste à intégrer sa production de pétrole lourd.

Le taux d'utilisation du pétrole brut au deuxième trimestre de 2011, même s'il a été altéré par la panne de courant à Wood River à la fin du trimestre, s'est amélioré par rapport à celui du même trimestre de 2010. L'utilisation de l'exercice précédent avait surtout été touchée par les activités d'optimisation du raffinage entreprises en raison de la conjoncture du marché à ce moment-là et des révisions prévues. Les données relatives aux activités du deuxième trimestre se sont aussi améliorées par rapport à celles du premier trimestre de 2011, qui avaient été touchées par diverses perturbations opérationnelles et météorologiques.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION - DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Raffinerie de Wood River	104 \$	140 \$	200 \$	320 \$
Raffinerie de Borger	12	28	18	50
Commercialisation	1	(2)	1	-
Dépenses d'investissement	117 \$	166 \$	219 \$	370 \$

En 2011, les dépenses d'investissement liées aux activités de raffinage demeuraient concentrées sur le projet CORE à la raffinerie de Wood River. Au deuxième trimestre de 2011, sur le montant de 104 M\$ affecté aux dépenses d'investissement à la raffinerie de Wood River, une tranche de 81 M\$ visait le projet CORE, dont l'état d'avancement, au 30 juin 2011, était de 98 % 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 3,8 G\$ US (la quote-part nette de la société s'établissant à 1,9 G\$ US). Le coût estimatif total du projet CORE, à son achèvement complet en 2012, 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 semestre 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires	(15) \$	(38) \$	(41) \$	(62) \$
Charges ((ajouter)/déduire)				
Produits achetés	(15)	(38)	(41)	(62)
Activités opérationnelles	1	(1)	-	(1)
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(309)	(22)	(41)	(259)
	308 \$	23 \$	41 \$	260 \$

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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Frais généraux et frais d'administration	55 \$	61 \$	168 \$	110 \$
Charges financières	106	121	223	246
Produits d'intérêts	(31)	(37)	(63)	(75)
(Profit) perte de change, montant net	(6)	28	(29)	1
(Profits) pertes sur les désinvestissements	(3)	(14)	(3)	(14)
Autre produit (perte), montant net	1	-	-	(1)
	122 \$	159 \$	296 \$	267 \$

Au deuxième trimestre de 2011, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 6 M\$, principalement en raison de la diminution des charges liées aux primes d'intéressement à long terme du fait du recul du cours de l'action de la société, qui a été annulée par des hausses des salaires et des avantages sociaux et des coûts du soutien administratif. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 58 M\$, ce qui reflète l'augmentation des coûts liés aux primes d'intéressement à long terme du fait de l'appréciation du cours de l'action de la société et des hausses des salaires et des avantages sociaux et des coûts du soutien administratif.

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Au deuxième trimestre de 2011, les charges financières se sont établies à 15 M\$ de moins qu'à la période correspondante de 2010 (23 M\$ de moins depuis le début de l'exercice) 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, exclusion faite de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, pour le deuxième trimestre de 2011 était de 5,2 % (5,7 % pour le deuxième trimestre de 2010) et de 5,4 % pour le semestre clos le 30 juin 2011 (5,8 % pour le semestre clos le 30 juin 2010).

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 de 2011 ont reculé de 6 M\$ pour le deuxième trimestre et de 12 M\$ pour le premier semestre par rapport aux périodes correspondantes 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'il est perçu, conjugué à l'appréciation du dollar canadien.

La société a inscrit des profits de change nets de 6 M\$ au deuxième trimestre de 2011 (pertes de 28 M\$ au deuxième trimestre de 2010), dont une tranche de 26 M\$ était latente (31 M\$ en 2010). L'appréciation du dollar canadien au deuxième 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 réalisées sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, la société a comptabilisé des profits de change de 29 M\$ (pertes de 1 M\$ pour le premier semestre de 2010).

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Sables bitumineux	75 \$	97 \$	161 \$	189 \$
Hydrocarbures classiques	185	203	380	410
Raffinage et commercialisation	18	21	34	45
Activités non sectorielles et éliminations	10	10	19	16
	288 \$	331 \$	594 \$	660 \$

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a fléchi de 22 M\$ au deuxième trimestre de 2011 (28 M\$ depuis le début de l'exercice) 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 la charge d'amortissement et d'épuisement de 18 M\$ au deuxième trimestre et de 30 M\$ au premier semestre. La charge d'amortissement du secteur Raffinage et commercialisation au deuxième trimestre et au premier semestre 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.

CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Charge d'impôt exigible	13 \$	15 \$	54 \$	30 \$
Charge d'impôt différé	294	-	293	100
Total de l'impôt sur le résultat	307 \$	15 \$	347 \$	130 \$

De la comparaison du trimestre clos le 30 juin 2011 et du même trimestre de 2010, il ressort que la charge d'impôt exigible est demeurée inchangée et que la charge d'impôt différé a augmenté. L'augmentation de la charge d'impôt différé est imputable à un accroissement des produits des activités ordinaires tirés du secteur Raffinage et commercialisation et à une hausse des profits latents liés à la gestion des risques.

De la comparaison du semestre clos le 30 juin 2011 et du même semestre de 2010, il ressort que la charge d'impôt exigible et la charge d'impôt différé ont augmenté. L'augmentation de la charge d'impôt exigible est attribuable à l'utilisation significative en 2010 de certaines catégories fiscales acquises à la constitution de la société. La charge d'impôt différé s'est accrue par suite de l'accroissement des produits des activités ordinaires tirés du secteur Raffinage et commercialisation.

Au deuxième trimestre de 2011, le taux d'imposition effectif de Cenovus s'est établi à 32 % (33 % pour le premier semestre) contre 8 % en 2010 (16 % pour le premier semestre de 2010). La hausse du taux d'imposition effectif s'explique par la variation importante de la tranche du résultat imposable aux États-Unis, où le taux d'imposition est plus élevé, par rapport à la tranche imposable au Canada, outre la baisse favorable des 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités opérationnelles	769 \$	471 \$	1 400 \$	1 291 \$
Activités d'investissement	(592)	(468)	(1 276)	(840)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	177	3	124	451
Activités de financement	(310)	16	(180)	(187)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(1)	(7)	1	(10)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(134) \$	12 \$	(55) \$	254 \$

ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Le montant net des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a progressé de 298 M\$ au deuxième trimestre de 2011 (109 M\$ au premier semestre) par rapport à la période correspondante de 2010, essentiellement par suite de la hausse de 402 M\$ (374 M\$ au premier semestre) des flux de trésorerie décrite à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion, outre la réduction supplémentaire de 101 M\$ relative à la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie (248 M\$ pour le premier semestre).

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 359 M\$ au 30 juin 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 deuxième trimestre de 2011, le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a augmenté pour s'établir à 592 M\$, en regard de 468 M\$ pour le deuxième trimestre de 2010. Depuis le début de l'exercice, le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a augmenté de 436 M\$, pour s'établir à 1 276 M\$. Le total des dépenses d'investissement s'est établi à 478 M\$ au deuxième trimestre de 2011 (478 M\$ en 2010) et à 1 207 M\$ pour le premier semestre (969 M\$ au premier semestre de 2010). Le produit en trésorerie lié à des désinvestissements en 2011 s'est chiffré à 8 M\$ (144 M\$ en 2010), dont une tranche de 6 M\$ se rapporte au deuxième trimestre (72 M\$ en 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. La variation nette totale du fonds de roulement hors trésorerie a donné lieu à une diminution des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de 108 M\$ au deuxième trimestre de 2011 (62 M\$ au deuxième trimestre de 2010) et de 55 M\$ au premier semestre (17 M\$ au premier semestre 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 peut utiliser l'une et l'autre pour gérer ses besoins de trésorerie courants. Au 30 juin 2011, les emprunts à court terme de la société s'élèvent à 86 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.

Aux premier et deuxième trimestres de 2011, la société a déclaré et versé un dividende de 0,20 \$ par action (0,20 \$ par action en 2010), soit des versements de dividendes totaux de 302 M\$ (300 M\$ en 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 affectés aux activités de financement au deuxième trimestre de 2011 s'est élevé à 310 M\$ (flux de trésorerie tirés des activités de financement de 16 M\$ au deuxième trimestre de 2010). Pour le semestre clos le 30 juin 2011, le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement s'est chiffré à 180 M\$ (187 M\$ au premier semestre de 2010). L'augmentation du montant net des flux de trésorerie affectés aux

activités de financement au deuxième trimestre est essentiellement le fait du remboursement d'emprunts à court terme de 166 M\$ en 2011 comparativement à l'émission de billets de trésorerie d'un montant de 164 M\$ au deuxième trimestre de 2010. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les émissions d'emprunts à court terme et les remboursements sur la dette à long terme ont diminué, et le produit sur les émissions d'actions ordinaires s'est accru. Au 30 juin 2011, la dette à long terme de Cenovus s'élève à 3 331 M\$, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant 2014.

Au 30 juin 2011, Cenovus respectait toutes les conditions de ses accords de dette.

RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2011	31 décembre 2010
Ratio dette/capitaux permanents	28 %	29 %
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,1 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 à la coentreprise 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 frais de prospection, 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 2011 en vue d'en exclure les profits et pertes latents liés à la gestion des risques. Le BAIIA ajusté et le ratio dette/BAIIA ajusté 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 les ratios financiers et la structure du capital de la société, se reporter aux notes annexes 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 préférentielles de premier rang et d'actions préférentielles de second rang. Au 30 juin 2011, environ 754,1 millions d'actions ordinaires étaient en circulation et aucune action préférentielle 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'impôt 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.

Changements climatiques

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

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 5 avril 2011, le gouvernement de l'Alberta a rendu public son projet Lower Athabasca Regional Plan (« LARP »), qui a été publié en vertu de la loi intitulée Alberta Land Stewardship Act. Le projet LARP établit des cadres de gestion relativement à l'air, aux terres et à l'eau, qui intégreront des limites cumulatives et des éléments déclencheurs. Ce projet permettra aussi de cibler les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs; toutefois, les secteurs déterminés n'ont aucune répercussion directe sur le plan stratégique de 2011 de Cenovus, ni sur ses activités actuelles à Foster Creek ou à Christina Lake ou sur l'une ou l'autre des demandes qu'elle a déposées. Si 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 sont adoptées dans leur version actuelle, certains des régimes fonciers visant les sables bitumineux pourraient être annulés, sous réserve d'une indemnisation négociée avec le gouvernement de l'Alberta, et l'accès à certains secteurs des biens miniers de la société pourrait être interdit. Les terres désignées pour la conservation, le tourisme et les loisirs ne sont

actuellement pas incluses dans le plan stratégique de 2011 de Cenovus. La société entend suivre de près la suite de la consultation à l'égard de l'actuel projet 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 continus 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. En juillet 2011, Cenovus a rendu public son premier rapport exhaustif en la matière, qui peut être consulté au www.cenovus.com.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS

ADOPTION DES NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

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 aux termes des IFRS.

Dans chaque rapport de gestion de Cenovus pour 2010, ainsi que dans le rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2011, 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. Les états financiers consolidés intermédiaires de Cenovus pour la période close le 30 juin 2011 comprennent des rapprochements entre le référentiel comptable antérieur et les IFRS qui présentent les répercussions importantes découlant de l'adoption des IFRS.

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 relatives aux IFRS, d'autres séances de formation interne sur les IFRS sont données en 2011 et ces séances de formation se poursuivront pendant tout l'exercice de sorte que l'ensemble du personnel de Cenovus connaisse à fond 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 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

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. 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.

Immobilisations corporelles – amortissement et épuisement

Puisqu'elles constituent une composante clé du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement, les estimations de réserves au niveau de la zone peuvent avoir une incidence significative sur le résultat net. Une révision à la baisse des estimations des quantités de réserves de la société pourrait en effet entraîner l'imputation au résultat d'une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée.

Dépréciation d'actifs

L'évaluation des faits et circonstances qui sont utilisés pour les tests de dépréciation et qui suggèrent que la valeur comptable d'un actif peut excéder sa valeur recouvrable est un processus subjectif et sujet à interprétation, qui comporte souvent plusieurs estimations. De plus, un test de dépréciation visant des actifs ou unités génératrices de trésorerie, outre l'évaluation des reprises de perte éventuelles, exige que la société estime la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie en question. 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 avoir une incidence sur 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 se fonde sur un certain nombre d'hypothèses, notamment le taux d'intérêt sans risque, le rendement de l'action et la volatilité du cours de l'action de la société, donc la juste valeur de l'obligation peut fluctuer d'une période de présentation à une autre.

CHANGEMENTS FUTURS DES MÉTHODES COMPTABLES

Méthodes comptables selon les IFRS

Les états financiers consolidés en IFRS de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 devront 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, c'est-à-dire ceux de l'exercice se clôturant 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. Par conséquent, les états financiers en IFRS de la société pour la période close le 30 juin 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.

Partenariats et activités hors bilan

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

- IFRS 10, *États financiers consolidés*, (« IFRS 10 ») remplace IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, (« IAS 27 ») et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 revoit la définition de la notion de contrôle et porte sur la nécessité pour une entité de disposer du pouvoir et des rendements variables pour affirmer qu'elle détient le contrôle. IFRS 10 contient des directives sur les droits de participation et de protection et traite aussi de la notion

de contrôle « de fait ». La norme contient aussi des explications qui permettent de déterminer si un investisseur possédant des pouvoirs de prise de décision agit à titre de mandant ou de mandataire.

- IFRS 11, *Partenariats*, (« IFRS 11 ») remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, (« IAS 31 ») et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 définit un partenariat comme un accord conférant à deux ou plusieurs parties un contrôle conjoint. Un partenariat est classé comme une « activité commune » ou une « coentreprise » selon les faits et les circonstances. Une activité commune est un partenariat aux termes duquel les parties qui possèdent le contrôle conjoint ont des droits sur les actifs et des obligations à l'égard des passifs relatifs au partenariat. Chaque entreprise qui participe à une activité commune comptabilise sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges du partenariat. Un coentrepreneur a des droits sur l'actif net du partenariat et comptabilise ce dernier à titre d'investissement selon la méthode de la mise en équivalence.
- IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités*, (« IFRS 12 ») remplace les obligations d'information auparavant incluses dans IAS 27, IAS 31 et IAS 28, *Participations dans des entreprises associées*. La norme définit des obligations d'information détaillées portant sur les participations d'une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées exclues du périmètre de consolidation. Une entité est tenue de fournir des informations qui aident les lecteurs de ses états financiers à évaluer la nature de ses participations dans d'autres entités, les risques qui y sont associés et l'incidence de ces participations sur les états financiers.
- La norme IAS 27, renommée *États financiers individuels*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10, mais elle conserve les directives actuelles sur les états financiers individuels.
- La norme IAS 28, renommée *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10 et IFRS 11.

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

Avantages du personnel

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

Évaluation de la juste valeur

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

Instruments financiers

L'IASB se propose de remplacer 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.

Présentation des autres éléments du résultat global

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

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 liées aux sables bitumineux de la société en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication à faible coût grâce à la technologie, à l'innovation et au respect continu de la santé et sécurité des salariés, à la priorité accordée à une performance environnementale de pointe et au dialogue constructif avec les parties prenantes.
- L'évaluation du potentiel de nouveaux projets de pétrole brut sur ses biens existants à Pelican Lake, à Weyburn, dans le sud de l'Alberta, à Bakken et à Lower Shaunavon et dans de nouvelles régions en mettant l'accent sur les occasions de pétrole averse.
- Le financement en interne de la croissance grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés principalement des actifs établis de gaz naturel, ainsi que le recours à un financement par emprunt additionnel pour répondre aux besoins de liquidités supplémentaires, outre le produit découlant de la stratégie continue de gestion du portefeuille visant le désinvestissement d'actifs de pétrole brut et de gaz naturel 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, la priorité devant être accordée sur la croissance du dividende après 2011.

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 dans l'ensemble les prix du WTI entre 70,00 \$ US et 90,00 \$ US le baril depuis le milieu de 2009 s'est rompu au premier trimestre de 2011 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 devait 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, on s'attend à ce que la demande de pétrole brut augmente.

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 en fonction des hypothèses présentées dans les prévisions actuelles de la société. Le montant inutilisé des facilités de crédit permet aussi à la société de mobiliser des fonds supplémentaires au besoin. La société 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 gaz naturel classique en Alberta jouent un rôle crucial dans la génération de flux de trésorerie disponibles pour accroître la production de pétrole brut. La mise à jour du plan d'affaires de la société précise des cibles de production nette liée aux sables bitumineux d'environ 400 000 barils par jour d'ici à la fin de 2021 et une production nette totale d'environ 500 000 barils par jour d'ici la fin de 2021. 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. Ce programme accroît la stabilité des produits et a, par le passé, fourni un avantage financier net. Toutefois, 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, du résultat opérationnel et résultats financiers projetés, des dépenses d'investissement prévues, de la production future attendue, notamment en ce qui concerne le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci, de la capacité de raffinage future prévue, des frais de découverte et de mise en valeur prévus, des réserves prévues et des estimations de ressources éventuelles et prometteuses, des dividendes éventuels et de la stratégie de croissance des dividendes, des échéanciers prévus en ce qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, les répercussions futures des mesures réglementaires, les prix des marchandises projetés, de l'utilisation et du développement futurs de la technologie, notamment la technologie et les procédures visant à réduire l'incidence environnementale, et de la croissance projetée de la valeur actionnariale. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

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

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

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

ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle/rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 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 équivalent pétrole (« bep »), à raison de 6 kpi3 pour un baril. L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas une équivalence valable à la tête du puits.

ABRÉVIATIONS

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

Pétrole et liquides du gaz naturel

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

Gaz naturel

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

L'arrangement s'entend du début des activités indépendantes de Cenovus le 1^{er} décembre 2009 à la suite d'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.