



Rapport de gestion pour le trimestre clos le 30 septembre 2011

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 26 octobre 2011, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 30 septembre 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 TROISIÈME TRIMESTRE DE 2011	3
INFORMATION FINANCIÈRE	7
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	16
SECTEURS À PRÉSENTER	18
SABLES BITUMINEUX	18
HYDROCARBURES CLASSIQUES	22
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	28
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	30
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	32
GESTION DES RISQUES	34
MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS	35
PERSPECTIVES	38
MISE EN GARDE	39
ABRÉVIATIONS	41

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 septembre 2011, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 24 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides du gaz naturel (« LGN ») au Canada et elle possède des installations de raffinage aux États-Unis. Pour les neuf premiers mois de 2011, la production totale de pétrole brut et de LGN de Cenovus a dépassé 130 000 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 est de plus en train de mettre en valeur, dans la même région, ses gisements de pétrole avare de Bakken et de Lower Shaunavon. La société exerce également des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel classiques en Alberta. Outre ses actifs en amont, Cenovus détient une participation de 50 % dans deux raffineries aux États-Unis, dans l'Illinois et au Texas, laquelle lui permet d'intégrer en partie ses activités, depuis la production du pétrole brut jusqu'aux produits raffinés comme l'essence, le diesel et le carburacteur, afin d'atténuer la volatilité liée aux fluctuations des prix des marchandises.

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

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

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

¹⁾ Participation approximative

La société a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes en ce qui concerne le bien Narrows Lake, qui est situé dans la région de Christina Lake. Le projet devrait afficher une capacité de production brute de 130 000 barils par jour. 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. 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 terrains existants et nouveaux en mettant l'accent sur les possibilités de pétrole avare. Elle vise une production nette issue du pétrole brut totalisant environ 500 000 barils par jour d'ici la fin de 2021.

Pour atteindre ces objectifs de production, la société prévoit que ses dépenses d'investissement totaliseront en moyenne de 3,0 à 3,5 G\$ par an au cours des dix prochaines années. Ces dépenses devraient être principalement

financées à l'interne à l'aide, d'une part, des flux de trésorerie que dégagent les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel et de raffinage de la société et, d'autre part, d'une utilisation prudente de ses liquidités et capacités d'emprunt.

Du fait de sa production de gaz naturel, Cenovus jouit d'une source fiable de flux de trésorerie 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 au quatrième trimestre 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, dans le cadre de son programme de gestion des risques, la société exécute des opérations de couverture du prix des marchandises afin de stabiliser encore davantage ses flux de trésorerie. Pour renforcer sa stratégie de croissance de la valeur de l'actif net, Cenovus prévoit continuer de verser des dividendes significatifs 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 réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat opérationnel et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

APERÇU DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2011

Dans l'ensemble, le troisième trimestre a été très fructueux pour Cenovus, tant sur le plan financier qu'opérationnel. La société a continué d'atteindre les cibles clés qu'elle s'était fixées pour l'exercice. Elle a atteint ses objectifs de production et, au mois d'août, une étape décisive a été franchie à Christina Lake puisque, au terme de la phase d'expansion C, la mise en production y a commencé avant la date prévue. En outre, la société a accéléré certains de ses projets et amélioré sa situation financière (mesurée à l'aide du ratio dette/capitaux permanents et du ratio dette/BAIIA ajusté) en plus de proroger sa facilité de crédit bancaire engagée.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

La société a accru sa production au troisième trimestre, preuve de la faculté de ses équipes d'obtenir de bons résultats malgré l'incidence défavorable des conditions pluvieuses du deuxième trimestre. Les résultats opérationnels importants du troisième trimestre de 2011 par rapport à 2010 sont notamment les suivants :

- la production moyenne à Foster Creek s'est établie à 56 322 barils par jour, soit une hausse de 12 %;
- la production à Christina Lake s'est établie en moyenne à 10 067 barils par jour, soit une hausse de 28 %. En septembre, la production brute totale à Christina Lake s'est chiffrée en moyenne à environ 25 000 barils par jour;
- la production à Lower Shaunavon a augmenté de près de 2 000 barils par jour pour s'établir à 2 571 barils par jour;
- l'achèvement de la révision prévue à Pelican Lake s'est traduit par un fléchissement de la production d'environ 1 200 barils par jour;
- une révision prévue a été entamée à Christina Lake, accompagnée d'un recul minimal de la production;
- la production de gaz naturel a fléchi de 11 % (82 Mpi³/j), ce qui concorde avec la stratégie de Cenovus visant à procéder au désinvestissement de biens non essentiels et de gérer les baisses normales de rendement tout en réduisant les dépenses d'investissement eu égard à la faiblesse des prix du gaz naturel.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les dépenses d'investissement des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques ont augmenté comparativement à 2010. Les faits saillants du troisième 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;
- l'expansion de la phase F de Foster Creek progresse dans les délais, la préparation du site a bien avancé (travaux d'empilage et de coulage des fondations en béton et livraison des modules de support de tiges initiaux);
- les dépenses liées au secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur la mise en valeur de pétrole brut (forage et travaux sur les installations à Weyburn et forage et travaux d'évaluation à Bakken et Lower Shaunavon);
- 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 marges de craquage des raffineries sont demeurées élevées au cours du trimestre, facteur qui a entraîné une importante augmentation des flux de trésorerie opérationnels du secteur Raffinage et commercialisation par rapport à 2010. Les prix moyens du pétrole brut ont été plus élevés au cours du troisième trimestre de 2011 en regard de 2010 bien que l'écart moyen des prix WTI-WCS se soit amplifié à plus de 17,00 \$ US le baril. La hausse des prix moyens du pétrole brut, en partie contrebalancée par l'appréciation du dollar canadien, a amélioré les flux de trésorerie opérationnels des activités liées au pétrole brut et aux LGN, bien qu'elle ait eu une incidence négative sur les redevances à payer puisque le taux de redevance de notre secteur Sables bitumineux est calculé à l'aide du prix du WTI libellé en dollars canadiens. Les faits saillants financiers du troisième trimestre de 2011 par rapport à 2010 sont les suivants :

- les produits des activités ordinaires ont augmenté de 896 M\$, soit 30 %, principalement du fait de l'amélioration des prix des produits raffinés, d'une hausse de 11 % des prix de vente moyens du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture financière, ainsi que de la hausse des prix du condensat et des volumes connexes, facteurs en partie compensés par la baisse des volumes de gaz naturel;
- les flux de trésorerie opérationnels du secteur Raffinage et commercialisation se sont établis à 238 M\$, soit une progression de 264 M\$, surtout attribuable à l'augmentation des marges de raffinage;
- 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 56 % pour s'établir à 793 M\$, du fait essentiellement de la hausse marquée des flux de trésorerie opérationnels du secteur Raffinage et commercialisation;
- le résultat opérationnel a augmenté de 94 %, ou 147 M\$, pour s'établir à 303 M\$, en raison surtout de la hausse des flux de trésorerie, 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 le taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien destinés à faciliter la lecture des résultats financiers de la société :

Principaux prix de référence¹⁾

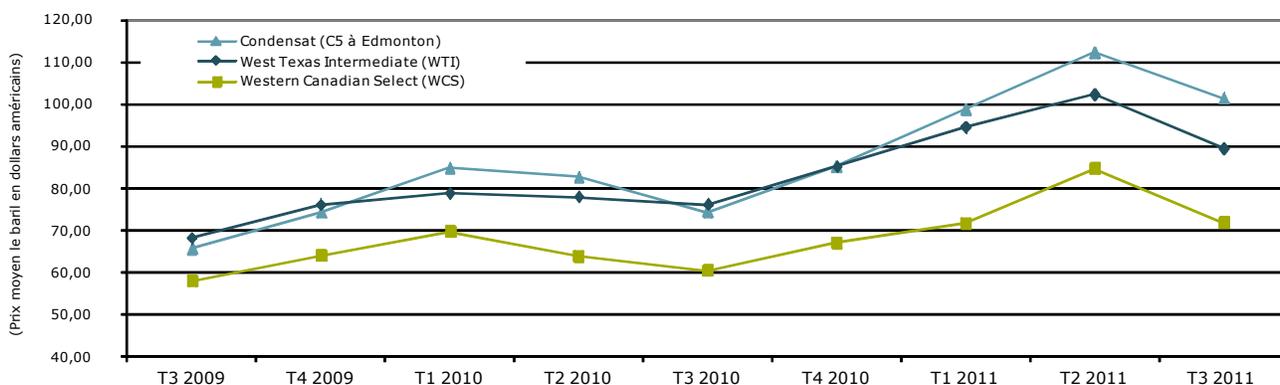
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
	2011	2010	2011	2011	2011	2010	2010	2010	2010	2009	2009
Prix du pétrole brut (\$ US/b)											
West Texas Intermediale (WTI)											
Moyenne	95,47	77,69	89,54	102,34	94,60	85,24	76,21	78,05	78,88	76,13	68,24
Fin de la période	79,20	79,97	79,20	95,42	106,72	91,38	79,97	75,63	83,45	79,36	70,46
Western Canadian Select (WCS)											
Moyenne	76,10	64,76	71,92	84,70	71,74	67,12	60,56	63,96	69,84	64,01	58,06
Fin de la période	69,38	64,97	69,38	75,32	91,37	72,87	64,97	61,38	70,25	71,84	59,76
Écart moyen											
WTI/WCS	19,37	12,93	17,62	17,64	22,86	18,12	15,65	14,09	9,04	12,12	10,18
Condensats											
(C5 à Edmonton)	104,22	80,76	101,48	112,33	98,90	85,24	74,53	82,87	84,98	74,42	65,76
Écart moyen											
(positif) négatif											
WTI /condensats	(8,75)	(3,07)	(11,94)	(9,99)	(4,30)	-	1,68	(4,82)	(6,10)	1,71	2,48
Marge de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)											
Chicago	26,32	9,35	33,35	29,00	16,62	9,25	10,34	11,60	6,11	5,00	8,48
Midwest Combined											
(« groupe 3 »)	26,76	9,60	34,04	27,19	19,04	9,12	10,60	11,38	6,82	5,52	8,06
Prix du gaz naturel											
Prix AECO (\$ CA/GJ)	3,55	4,09	3,53	3,54	3,58	3,39	3,52	3,66	5,08	4,01	2,87
Prix NYMEX											
(\$ US/Mbtu)	4,21	4,59	4,19	4,31	4,11	3,80	4,38	4,09	5,30	4,17	3,39
Écart de base											
NYMEX/AECO	0,35	0,43	0,34	0,42	0,29	0,28	0,78	0,32	0,19	0,19	0,67
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA											
Moyenne	1,023	0,966	1,020	1,033	1,015	0,987	0,962	0,973	0,961	0,947	0,911

1) Ces prix de référence ne tiennent pas compte des prix de vente moyens obtenus par la société ni des répercussions du programme de couverture des prix des marchandises de celle-ci. Pour connaître les prix de vente moyens qu'a obtenus Cenovus et les profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, se reporter à la sous-rubrique « Prix nets opérationnels » à la rubrique « Résultat opérationnel » du présent rapport de gestion.

Prix de référence - pétrole brut

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. Au cours du troisième trimestre, le WTI a atteint près de 100,00 \$ US le baril à la fin de juillet. Cependant, en raison des incertitudes qu'engendre l'économie américaine, il a reculé à moins de 80,00 \$ US le baril en août, première fois qu'il descendait sous ce niveau en 2011. La volatilité du prix du brut a été accrue par les préoccupations que suscitent la santé économique et la solvabilité de plusieurs pays membres de l'Union européenne, outre l'évolution du conflit en Libye, où les expéditions de pétrole brut vers l'Europe devaient reprendre graduellement vers la fin du troisième trimestre. Comparativement à 2010, les prix 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 en 2011. Les prix du WTI ont également bénéficié de l'accroissement de la demande asiatique, surtout celle de la Chine.

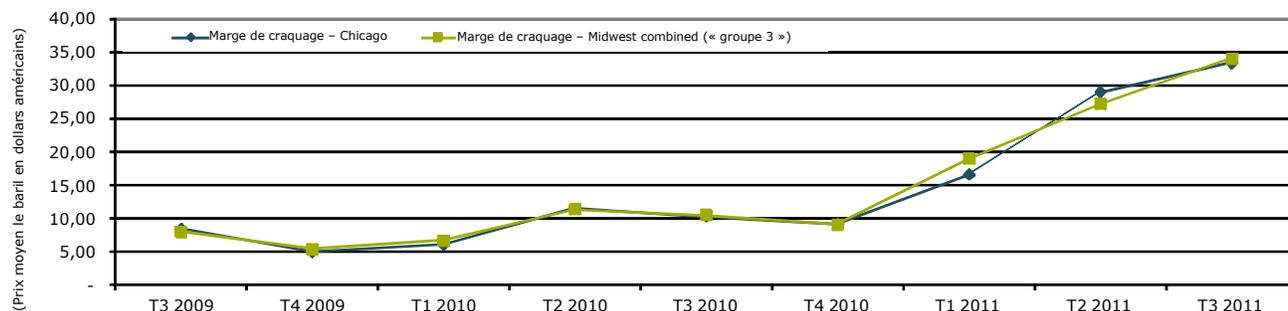
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié se composant de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie ordinairement à un niveau inférieur au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. Au troisième trimestre de 2011, l'écart moyen des prix WTI-WCS n'avait essentiellement pas varié par rapport au deuxième trimestre de 2011. Au deuxième trimestre, l'écart moyen WTI-WCS s'est resserré 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. Après le premier trimestre, la demande de WCS a également commencé à s'amplifier, 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 travaux de réparation et de maintenance dans les premiers mois de 2011. Bien que l'écart moyen des prix WTI-WCS soit demeuré large comparativement à la période correspondante de 2010, il s'était resserré considérablement, d'après les prix au comptant au 30 septembre 2011, en raison de la demande accrue de WCS, laquelle est en partie attribuable au démarrage de l'unité de cokéfaction dans le cadre du projet CORE de la raffinerie Wood River de la société.



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production de bitume et de pétrole lourd de Cenovus. Le coût des achats de condensats a une incidence sur les produits des activités ordinaires et les frais de transport et de fluidification. L'écart WTI/condensats correspond au prix de référence des condensats par rapport au prix du WTI. Il n'existe aucune corrélation entre les écarts WTI/WCS d'une part et WTI/condensats d'autre part. En outre, les fluctuations des prix tendent à ne pas être parallèles. 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.

Prix de référence – marges de craquage

La marge de craquage est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre. Les marges de craquage sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que groupe 3) ont enregistré un relèvement notable par rapport aux périodes correspondantes de 2010, du fait des écarts négatifs par rapport au brut intérieur et au fait que les prix des produits raffinés demeurent liés aux prix des marchés mondiaux, lesquels ont augmenté sensiblement en 2011.



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

Autres prix de référence

Les prix du gaz naturel sont demeurés faibles au troisième trimestre de 2011. La faiblesse des prix rend compte de la croissance marquée et constante des stocks provenant de bassins de gaz naturel riche en liquides et de la lenteur de la réaction du marché face au fléchissement des prix du gaz.

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

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 pour le trimestre clos le 31 mars 2011.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

	Périodes de neuf mois closes les		T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
	30 septembre	2010									
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2011	2010	2011	2011	2011	2010	2010	2010	2010	2009	2009
										<i>(préparés selon le référentiel comptable antérieur)</i>	
Produits des activités ordinaires ¹⁾	11 367	9 278	3 858	4 009	3 500	3 363	2 962	3 094	3 222	3 005	3 001
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	2 843	2 166	945	1 064	834	815	661	665	840	954	1 134
Flux de trésorerie ²⁾	2 425	1 767	793	939	693	645	509	537	721	235	924
- dilués par action ³⁾	3,20	2,35	1,05	1,24	0,91	0,85	0,68	0,71	0,96	0,31	1,23
Résultat opérationnel ²⁾	907	652	303	395	209	147	156	143	353	169	427
- dilué par action ³⁾	1,20	0,87	0,40	0,52	0,28	0,19	0,21	0,19	0,47	0,23	0,57
Résultat net	1 212	1 003	510	655	47	78	295	183	525	42	101
- de base par action ³⁾	1,61	1,33	0,68	0,87	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06	0,13
- dilué par action ³⁾	1,60	1,33	0,67	0,86	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70	0,06	0,13
Dépenses d'investissement ⁴⁾	1 820	1 414	631	476	713	701	479	444	491	507	515
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	605	353	162	463	(20)	(56)	30	93	230	(272)	409
Dividendes en trésorerie ⁵⁾	452	450	150	151	151	151	150	150	150	159	s. o.
- par action ⁵⁾	0,60	0,60	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20 \$ US	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 selon les modalités de l'arrangement décrit à la rubrique *Mise en garde* du présent rapport de gestion.

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	Période de neuf mois
Produits des périodes closes le 30 septembre 2010	2 962 \$	9 278 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	136	332
Hydrocarbures classiques	18	(65)
Raffinage et commercialisation	721	1 780
Activités non sectorielles et éliminations	21	42
Produits des périodes closes le 30 septembre 2011	3 858 \$	11 367 \$

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011, les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû du fait essentiellement de l'accroissement de la production de pétrole brut, ainsi que de la hausse des prix moyens du pétrole brut et des prix des condensats. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse prévue de la production causée par les révisions prévues (à Foster Creek au deuxième trimestre, à Christina Lake aux deuxième et troisième trimestres et à Pelican Lake au troisième trimestre), outre la réduction temporaire de la production à Pelican Lake due aux feux de friches qui ont perturbé le transport par pipeline au deuxième trimestre.

Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont monté au troisième trimestre de 2011, en raison essentiellement de l'accroissement des prix moyens du pétrole brut, qui a été en partie annulé par les baisses prévues de la production de gaz naturel. La diminution des produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 est surtout imputable à la baisse des volumes de production du gaz naturel et le fléchissement des prix de vente moyens du gaz naturel, 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 troisième trimestre de 2011 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 ont augmenté, du fait principalement de l'augmentation des prix des produits raffinés et des volumes connexes, ainsi que des produits liés aux ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation.

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

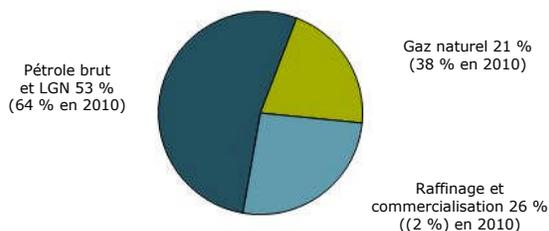
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions de dollars)	Trimestre clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Sables bitumineux				
Pétrole brut et LGN	296 \$	257 \$	867 \$	803 \$
Gaz naturel	17	18	40	51
Autres	-	(1)	4	4
Hydrocarbures classiques				
Pétrole brut et LGN	209	183	635	570
Gaz naturel	183	230	549	781
Autres	2	-	5	6
Raffinage et commercialisation	238	(26)	743	(49)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	945 \$	661 \$	2 843 \$	2 166 \$

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 liées à la gestion des risques. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ne tiennent pas compte des profits ou pertes latents liés à la gestion des risques qui sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

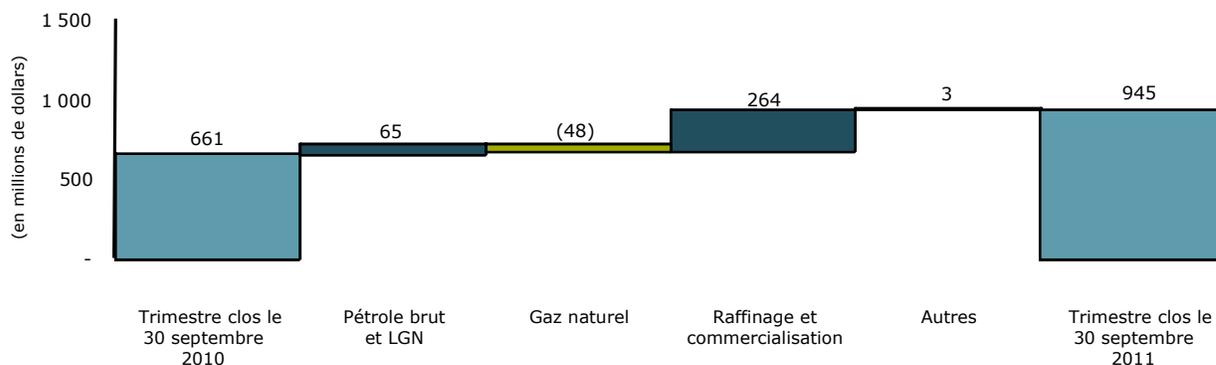
Le pourcentage des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles découlant du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté sensiblement en 2011, essentiellement en raison de l'amélioration des marges de raffinage. Le pétrole brut et les LGN ont généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 1 502 M\$, en hausse de 129 M\$, bien que le pourcentage des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles au total ait fléchi de 11 %. Le pourcentage des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel a reculé du fait des baisses prévues de la production de la société et du fléchissement des prix.

Flux de trésorerie liés aux activités
opérationnelles de 2 843 M\$ pour la période
de neuf mois close le 30 septembre 2011



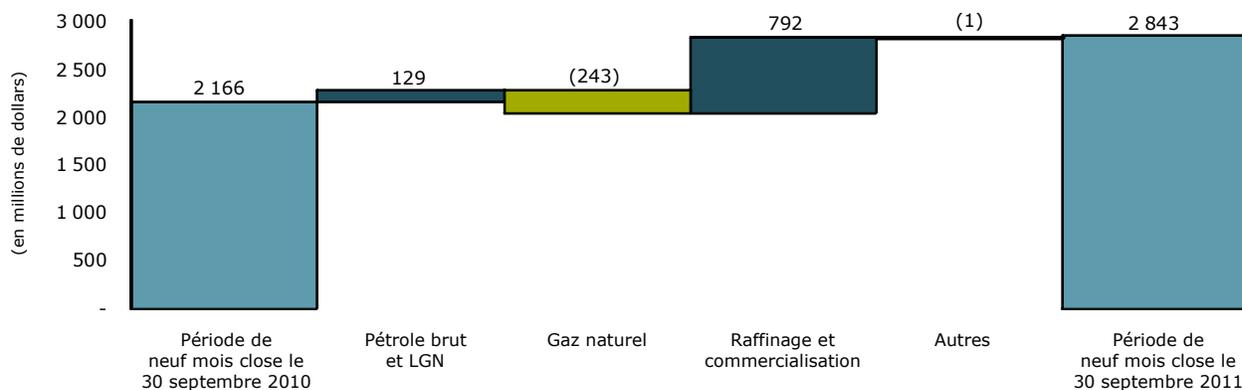
Trimestre clos le 30 septembre 2011 par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2010

Au troisième trimestre de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 284 M\$ surtout du fait de l'accroissement de 264 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 65 M\$, du fait essentiellement de la hausse de la moyenne des prix de vente et des volumes de vente. La baisse liée au gaz naturel est imputable à une diminution des volumes de production, causée en partie par le désinvestissement de biens de gaz non essentiels à la fin du troisième trimestre de 2010.



Période de neuf mois close le 30 septembre 2011 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2010

Pour les neuf premiers mois de 2011, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 677 M\$ surtout du fait de l'accroissement de 792 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 129 M\$, du fait de la hausse de la moyenne des prix de vente et des volumes de vente. La réduction de 243 M\$ liée au gaz naturel est causée par la diminution des volumes imputable en partie au désinvestissement de biens de gaz non essentiels à la fin du troisième trimestre de 2010 et le fléchissement des prix de vente moyens.



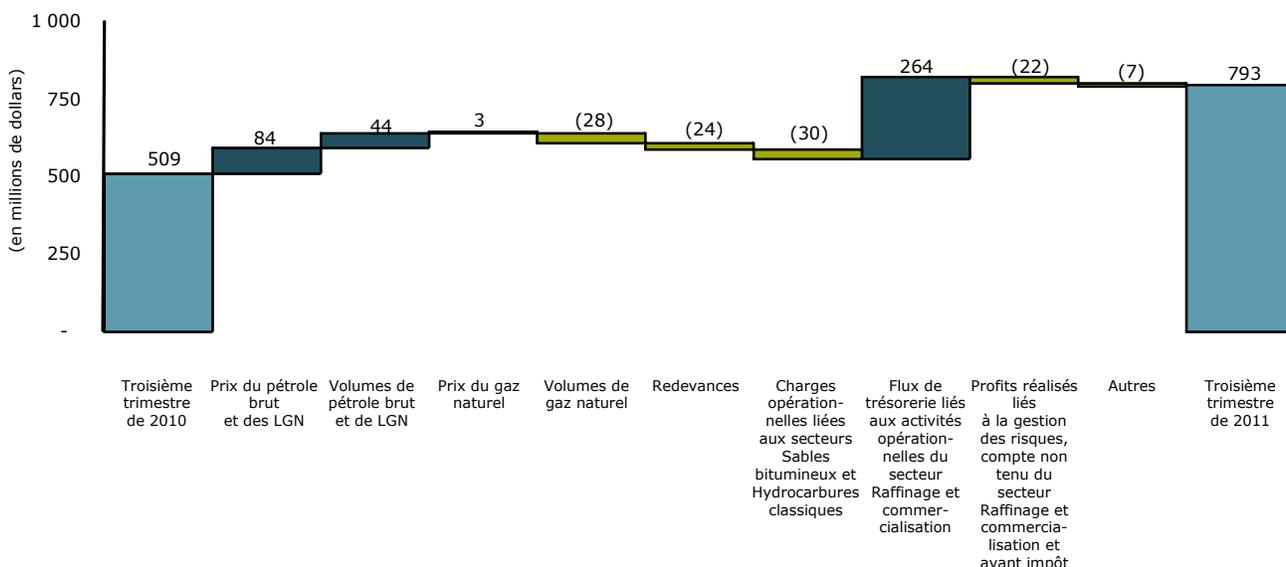
Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	Trimestre clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	921 \$	645 \$	2 321 \$	1 936 \$
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(17)	(13)	(62)	(41)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	145	149	(42)	210
Flux de trésorerie	793 \$	509 \$	2 425 \$	1 767 \$

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

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



Au troisième trimestre de 2011, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 284 M\$, la hausse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

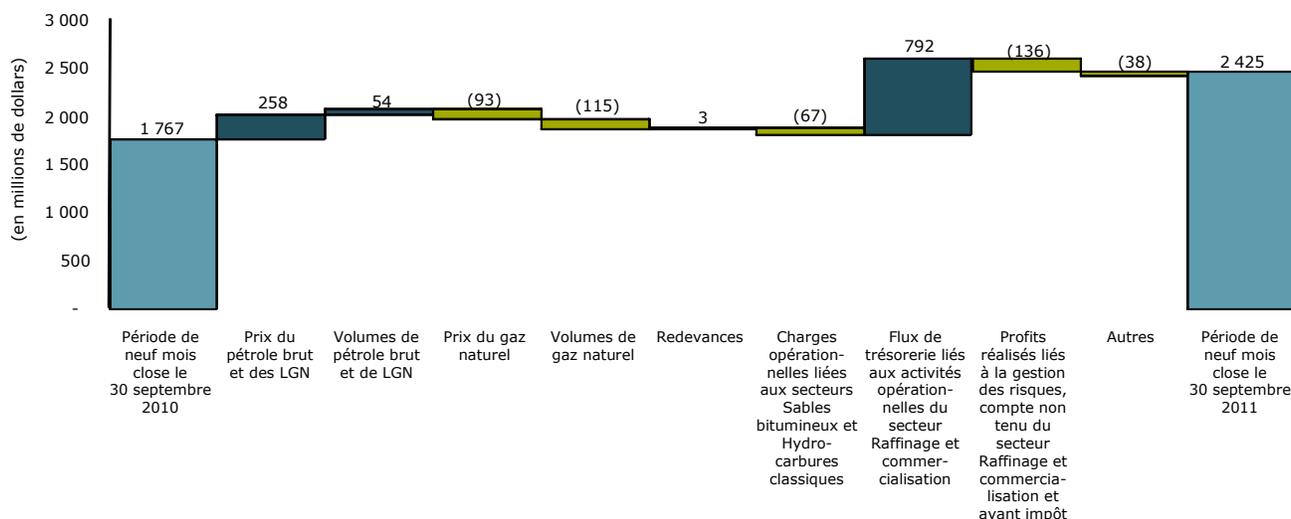
- l'accroissement considérable, soit de 264 M\$, des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation, attribuable principalement à l'amélioration des marges de raffinage;
- la hausse de 11 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui est passé à 67,43 \$ le baril;
- l'augmentation des volumes de vente de pétrole brut et de LGN de la société, qui cadre avec l'accroissement de 4 % des volumes de production provenant essentiellement de Foster Creek et de Christina Lake;
- la baisse des charges d'intérêts en raison de l'appréciation du dollar canadien en 2011, facteur qui a comprimé les charges d'intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars américains de la société et a réduit les intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au fil du remboursement du solde.

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

- la hausse des charges opérationnelles liées au pétrole brut et aux LGN en raison de l'augmentation des niveaux de dotation en personnel, de l'accroissement des activités de réparation et de maintenance et des révisions prévues à Christina Lake et à Pelican Lake;
- le recul de 11 % de la production de gaz naturel (82 Mpi³/j) par suite du désinvestissement de biens non essentiels représentant 36 Mpi³/j à la fin du troisième trimestre de 2010, de la réduction des dépenses d'investissement et des baisses de rendement normales prévues;
- l'augmentation de 24 M\$ des redevances en raison de l'accroissement de la production de pétrole brut et de la

- hausse des prix du WTI en dollars canadiens utilisés pour calculer les redevances;
- les profits réalisés de 63 M\$ liés à la gestion des risques, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation et avant impôt, comparativement à des profits de 85 M\$ en 2010;
- la hausse des frais généraux et frais d'administration, compte non tenu des primes d'intéressement à long terme, en raison de l'accroissement des charges liées au personnel du fait de l'augmentation des niveaux de dotation.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2011 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2010



Pour les neuf premiers mois de 2011, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 658 M\$, la hausse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse notable de 792 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 11 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui est passé à 70,15 \$ le baril;
- l'augmentation des volumes de vente de pétrole brut et de LGN de la société, qui cadre avec l'accroissement des volumes de production provenant essentiellement de Foster Creek et de Christina Lake;
- la baisse des charges d'intérêts en raison de l'appréciation du dollar canadien en 2011, facteur qui a comprimé les charges d'intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars américains de la société et a réduit les intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au fil du remboursement du solde.

La hausse des flux de trésorerie des neuf premiers mois de 2011 a été réduite par les facteurs suivants :

- les profits réalisés de 53 M\$ liés à la gestion des risques, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation et avant impôt, comparativement à des profits de 189 M\$ en 2010;
- le recul de 13 % de la production de gaz naturel par suite du désinvestissement de biens non essentiels représentant 37 Mpi³/j en 2010, de la réduction des dépenses d'investissement et des baisses de rendement normales prévues;
- une diminution de 12 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est établi à 3,75 \$ le kpi³;
- 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, des révisions prévues et de l'accroissement du personnel à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake;
- la montée de 30 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;
- la hausse des frais généraux et frais d'administration, compte non tenu des primes d'intéressement à long terme, en raison de l'accroissement des charges liées au personnel du fait de l'augmentation des niveaux de dotation.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net	510 \$	295 \$	1 212 \$	1 003 \$
(Ajouter) déduire :				
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	283	45	314	231
Profits (pertes) de change non opérationnels, après impôt ²⁾	(76)	19	(11)	35
Profits (pertes) au désinvestissement d'actifs, après impôt	-	75	2	85
Résultat opérationnel	303 \$	156 \$	907 \$	652 \$

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.

La progression du résultat opérationnel au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2011 concorde avec l'accroissement des flux de trésorerie, qui a été en partie contrebalancé 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 baisse de la charge d'amortissement et d'épuisement a également eu une incidence sur le résultat opérationnel pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011.

VARIATION DU RÉSULTAT NET

(en millions de dollars)	Trimestre	Période de neuf mois
Résultat net pour les périodes closes le 30 septembre 2010	295 \$	1 003 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	284	677
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	238	83
Profits (pertes) de change latents	(101)	(40)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(105)	(116)
Charges ¹⁾	16	(64)
Amortissement et épuisement	-	66
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques	(117)	(397)
Résultat net pour les périodes closes le 30 septembre 2011	510 \$	1 212 \$

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

Au troisième trimestre de 2011, le résultat net a progressé de 215 M\$ comparativement à 2010. Les facteurs répertoriés ci-dessus, qui ont fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société au troisième trimestre de 2011, ont aussi rehaussé le résultat net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net du troisième trimestre de 2011 figurent les suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 283 M\$, après impôt, contre des profits de 45 M\$ au troisième trimestre de 2010;
- des pertes de change latentes de 63 M\$ contre des profits de 38 M\$ en 2010, en raison de l'effet de l'affaiblissement du dollar canadien au 30 septembre 2011 sur la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains, facteur en partie contrebalancé par la conversion de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains;

- la société n'a procédé à aucun désinvestissement d'actifs au troisième trimestre de 2011 alors qu'elle avait constaté un profit de 105 M\$ au titre du désinvestissement de biens non essentiels au troisième trimestre de 2010;
- la diminution des frais généraux et frais d'administration en raison de la baisse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme;
- une charge d'impôt de 196 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 79 M\$ en 2010.

Pour les neuf premiers mois de 2011, le résultat net a progressé de 209 M\$ comparativement à 2010. Les facteurs répertoriés ci-dessus, qui ont fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société au cours des neuf premiers mois de 2011, ont aussi rehaussé le résultat net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net des neuf premiers mois de 2011 figurent les suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 314 M\$, après impôt, contre des profits de 231 M\$, en 2010;
- des pertes de change latentes de 1 M\$ contre des profits de 39 M\$ en 2010, en raison de l'effet de l'affaiblissement du dollar canadien au 30 septembre 2011 sur la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains, facteur en partie contrebalancé par la conversion de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellée en dollars américains;
- l'augmentation de 49 M\$ des frais généraux et frais d'administration en raison surtout de la hausse des salaires et des avantages sociaux, des coûts liés au soutien de bureau, outre l'augmentation des primes d'intéressement à long terme;
- la diminution des profits au titre des désinvestissements d'actifs puisque la société a constaté des profits de 3 M\$ en 2011 comparativement à des profits de 119 M\$ en 2010 à la vente de biens non essentiels;
- une baisse de 66 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement découlant principalement de l'ajout de réserves prouvées à Foster Creek à la fin de 2010, de la baisse de la production de pétrole brut à Pelican Lake et de la baisse de la production de gaz naturel;
- une charge d'impôt de 533 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 136 M\$ en 2010.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT, MONTANT NET

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Sables bitumineux	306 \$	185 \$	950 \$	553 \$
Hydrocarbures classiques	193	136	458	306
Raffinage et commercialisation	101	147	320	517
Activités non sectorielles	31	11	92	38
Dépenses d'investissement	631	479	1 820	1 414
Acquisitions	1	4	22	38
Désinvestissements	-	(168)	(9)	(312)
Dépenses d'investissement, montant net ¹⁾	632 \$	315 \$	1 833 \$	1 140 \$

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 troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2011, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont porté sur la construction du site, l'ingénierie des installations et l'approvisionnement à Foster Creek relativement aux phases d'expansion F, G et H. À Christina Lake, les dépenses d'investissement au troisième trimestre de 2011 ont visé la préparation du site et la construction des installations pour les phases d'expansion D, E et F, et les dépenses d'investissement depuis le début de l'exercice comprenaient également la phase C. La société a également foré 443 puits de forage stratigraphique bruts, surtout 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 troisième trimestre et pour les neuf premiers mois 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 aient augmenté par rapport à 2010, elles restent en deçà du budget en raison des inondations au deuxième trimestre de 2011 dans le sud de la Saskatchewan qui ont limité l'accès aux biens de la société. Quant aux dépenses d'investissement liées aux activités du secteur Raffinage et commercialisation, elles ont visé essentiellement le projet CORE de la raffinerie de Wood River en 2011. 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, compte non tenu des acquisitions et des désinvestissements. Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR définie auparavant dans cette rubrique du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie	793 \$	509 \$	2 425 \$	1 767 \$
Dépenses d'investissement	631	479	1 820	1 414
Flux de trésorerie disponibles	162 \$	30 \$	605 \$	353 \$

ACTIVITÉS DE GESTION DES RISQUES

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

Les montants réalisés liés à la gestion des risques indiqués dans les tableaux ci-dessous ont une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie, le résultat opérationnel et le résultat net de la société, 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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre					
	2011			2010		
	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total
Pétrole brut	8 \$	353 \$	361 \$	13 \$	(55) \$	(42) \$
Gaz naturel	46	11	57	74	122	196
Raffinage	16	15	31	-	(1)	(1)
Électricité	9	2	11	(2)	(4)	(6)
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	79	381	460	85	62	147
Charge (avantage) d'impôt sur le résultat	23	98	121	24	17	41
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	56 \$	283 \$	339 \$	61 \$	45 \$	106 \$

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 troisième trimestre de 2011, la stratégie de gestion des risques de la société a entraîné des profits réalisés sur les instruments financiers liés au pétrole brut et au gaz naturel. Ces résultats concordent avec les prix fixés par contrat en fonction du contexte commercial actuel, marqué par le fléchissement des prix de référence du gaz naturel et la volatilité des prix de référence du WTI pour le pétrole brut qui, à la fin du troisième trimestre, se situait à un niveau inférieur à celui de 2010. La société a également comptabilisé des profits latents significatifs sur les instruments financiers liés au pétrole brut du fait du recul des prix sur le marché à terme des marchandises à la fin du trimestre.

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2011			2010		
	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total	Montants réalisés	Montants latents ¹⁾	Total
Pétrole brut	(96) \$	418 \$	322 \$	1 \$	61 \$	62 \$
Gaz naturel	143	(38)	105	194	267	461
Raffinage	3	16	19	9	(2)	7
Électricité	6	26	32	(3)	(5)	(8)
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	56	422	478	201	321	522
Charge (avantage) d'impôt sur le résultat	15	108	123	58	90	148
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	41 \$	314 \$	355 \$	143 \$	231 \$	374 \$

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 les neuf premiers mois 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 financiers liés au pétrole brut ont augmenté, ce qui concorde avec la hausse des prix de référence moyens du WTI au cours des neuf premiers mois de 2011. La société a également comptabilisé des profits latents significatifs sur les instruments financiers liés au pétrole brut du fait du recul des prix sur le marché à terme des marchandises à la fin de la période.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Volumes de production de pétrole brut et de LGN

(b/j)	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009
Sables bitumineux									
Foster Creek	56 322	50 373	57 744	52 183	50 269	51 010	51 126	47 017	40 367
Christina Lake	10 067	7 880	9 084	8 606	7 838	7 716	7 420	7 319	6 305
Pelican Lake	20 363	19 427	21 360	21 738	23 259	23 319	23 565	23 804	25 671
Senlac	-	-	-	-	-	-	-	2 221	5 080
Hydrocarbures classiques									
Pétrole lourd	15 305	15 378	16 447	16 553	16 921	16 205	16 962	17 127	18 073
Pétrole moyen et léger	30 399	27 617	31 539	29 323	28 608	29 150	30 320	30 644	29 749
LGN ¹⁾	1 040	1 087	1 181	1 190	1 172	1 166	1 156	1 183	1 242
	133 496	121 762	137 355	129 593	128 067	128 566	130 549	129 315	126 487

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production de pétrole brut et de LGN de Cenovus a augmenté de 4 % au troisième trimestre de 2011 par rapport à 2010. L'augmentation est attribuable surtout à l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake, où la phase C a été mise en production au cours du trimestre, ainsi qu'à la hausse de la production de pétrole léger et moyen du secteur Hydrocarbures classiques, facteurs contrebalancés par les baisses de rendement normales prévues à Pelican Lake et dans les biens liés au pétrole lourd du secteur Hydrocarbures classiques.

Pour les neuf premiers mois, la production de pétrole brut et de LGN a crû de 1 % pour s'établir à 130 857 barils par jour (129 052 barils par jour en 2010) du fait de l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake, ainsi que la production accrue de pétrole léger et moyen du secteur Hydrocarbures classiques. Ces augmentations ont été en partie annulées par la réduction temporaire de la production à Pelican Lake attribuable aux feux de friche qui ont restreint le transport par pipeline au deuxième trimestre, outre les révisions prévues à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake. Les facteurs qui ont eu une incidence sur la production du secteur Hydrocarbures classiques étaient les suivants : les baisses de rendement normales des activités liées au pétrole lourd, les inondations et les conditions pluvieuses dans le sud de la Saskatchewan et en Alberta au deuxième trimestre, ainsi que des mauvaises conditions météorologiques hivernales au premier trimestre, outre le désinvestissement de biens non essentiels au deuxième trimestre de 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)	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009
Hydrocarbures classiques	617	617	620	649	694	705	730	750	775
Sables bitumineux	39	37	32	39	44	46	45	47	55
	656	654	652	688	738	751	775	797	830

Les volumes de production de gaz naturel de la société au troisième trimestre de 2011 ont baissé de 11 % (82 Mpi³/j) par rapport à 2010. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, la production de Cenovus a diminué de 13 %, pour se chiffrer à 655 Mpi³/j par rapport à 754 Mpi³/j en 2010. Ces baisses de production 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. En 2010, la société avait de plus procédé au désinvestissement de biens gaziers non essentiels responsables d'une production de 36 Mpi³/j au troisième trimestre et d'environ 37 Mpi³/j pour les neuf premiers mois de 2010, soit environ 5 % de sa production pour chacune de ces périodes. Les conditions météorologiques, dont des froids extrêmes au premier trimestre et des conditions pluvieuses au deuxième trimestre de 2011, expliquent aussi la réduction de la production de gaz naturel de la société.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 30 septembre			
	2011		2010	
	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	67,43 \$	3,72 \$	60,80 \$	3,68 \$
Redevances	10,55	0,05	8,96	0,08
Transport et fluidification ¹⁾	2,38	0,15	1,97	0,15
Charges opérationnelles	13,16	0,99	11,64	0,93
Taxe à la production et impôts miniers	0,57	0,03	0,59	0,03
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	40,77	2,50	37,64	2,49
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques	0,75	0,76	1,01	1,09
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	41,52 \$	3,26 \$	38,65 \$	3,58 \$

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 21,14 \$ le baril (15,81 \$ le baril en 2010).

Au troisième trimestre de 2011, le prix net moyen pour le pétrole brut et les LGN, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a monté de 3,13 \$ le baril par rapport à 2010, du fait essentiellement de la hausse des prix de vente, atténuée par l'augmentation des taux de redevance, attribuable à l'amélioration des prix de référence, restreinte cependant par l'appréciation du dollar canadien. La hausse des charges opérationnelles est essentiellement attribuable à l'accroissement des niveaux de dotation et des activités de réparation et de maintenance à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake, outre l'augmentation des frais de reconditionnement et la majoration des coûts de camionnage des activités liées au pétrole brut et aux LGN du secteur Hydrocarbures classiques.

Au troisième trimestre de 2011, le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, n'a pas varié par rapport à 2010 étant donné que la hausse des prix et la baisse des redevances ont été en grande partie annulées par l'accroissement des charges opérationnelles.

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2011		2010	
	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et de LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	70,15 \$	3,75 \$	63,03 \$	4,25 \$
Redevances	9,18	0,06	9,23	0,10
Transport et fluidification ¹⁾	2,45	0,15	1,90	0,17
Charges opérationnelles	13,25	1,05	11,70	0,93
Taxe à la production et impôts miniers	0,53	0,05	0,63	0,02
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	44,74	2,44	39,57	3,03
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques	(2,66)	0,80	(0,06)	0,94
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	42,08 \$	3,24 \$	39,51 \$	3,97 \$

1) Les prix du pétrole brut et des LGN et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats utilisés pour la fluidification du pétrole brut de 24,07\$ le baril (19,94 \$ le baril en 2010).

Pour les neuf premiers mois de 2011, le prix net moyen pour le pétrole brut et les LGN, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a monté de 5,17 \$ le baril, du fait essentiellement de la hausse des prix de vente attribuable à l'amélioration des prix de référence, facteur contrebalancé en partie par l'appréciation du dollar canadien. La hausse des prix de vente a été en partie compensée par l'augmentation des charges opérationnelles ainsi que des frais de transport et de fluidification. La hausse des charges opérationnelles est attribuable essentiellement à l'accroissement des niveaux de dotation et à l'augmentation des activités de réparation et de maintenance à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake. Les frais de transport ont crû en raison des charges liées au transport engagées au premier trimestre en vue d'éviter la réduction des volumes à la suite de fermetures à Foster Creek.

Le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a reculé de 0,59 \$ 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 troisième trimestre de 2011, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la phase C de Christina Lake a été mise en production en août, plus tôt que prévu et en deçà du budget d'investissement prévu pour la phase au complet, la production brute à Christina Lake s'établissant en moyenne à environ 25 000 barils par jour au mois de septembre;
- la production moyenne a augmenté de 12 % pour passer à 56 322 barils par jour à Foster Creek et de 28 % pour s'établir à 10 067 barils par jour à Christina Lake;
- la production de Pelican Lake a fléchi pour se chiffrer à 20 363 barils par jour, du fait en partie de la révision prévue au cours du trimestre qui a comprimé la production d'environ 1 200 barils par jour.

SABLES BITUMINEUX – PÉTROLE BRUT

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Chiffres d'affaires	736 \$	584 \$	2 286 \$	1 955 \$
Déduire : redevances	82	65	189	198
Produits des activités ordinaires	654	519	2 097	1 757
Charges				
Transport et fluidification	263	185	868	693
Activités opérationnelles	103	84	301	256
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(8)	(7)	61	5
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	296	257	867	803
Dépenses d'investissement	309	184	938	549
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	(13) \$	73 \$	(71) \$	254 \$

Variation des produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre	Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	Trimestre clos le 30 septembre 2011
	2010					2011
	519 \$	36	42	(17)	74	654 \$

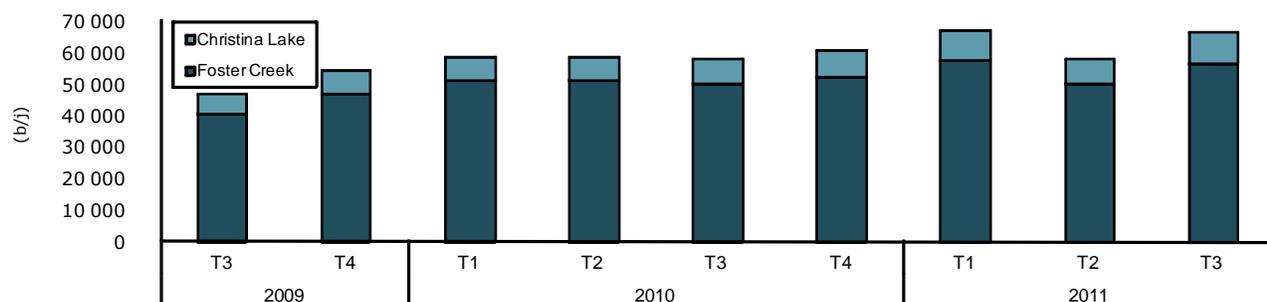
(en millions de dollars)	Période de neuf mois close le 30 septembre	Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	Période de neuf mois close le 30 septembre 2011
	2010					2011
	1 757 \$	118	52	9	161	2 097 \$

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

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2011	Variation entre 2011 et 2010	2010	2011	Variation entre 2011 et 2010	2010
Pétrole brut (b/j)						
Foster Creek	56 322	12 %	50 269	54 808	8 %	50 798
Christina Lake	10 067	28 %	7 838	9 014	18 %	7 660
Total partiel	66 389	14 %	58 107	63 822	9 %	58 458
Pelican Lake	20 363	(12) %	23 259	20 380	(13) %	23 380
	86 752	7 %	81 366	84 202	3 %	81 838

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



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

Au troisième trimestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a progressé de 8 % pour s'établir à 62,93 \$ le baril par rapport à 2010, ce qui s'explique par l'augmentation du prix de référence du WCS, en partie contrebalancée par la hausse des coûts de condensats et l'appréciation du dollar canadien.

À Foster Creek, la production a crû au troisième trimestre, en raison principalement de l'amélioration de l'efficacité de l'usine et du rendement des puits grâce à la réduction des temps d'arrêt et à l'amélioration du rapport vapeur/pétrole. À Christina Lake, la production a augmenté de 28 % à la suite principalement du démarrage de la production de la phase C à la mi-août, ainsi qu'en raison de deux nouvelles paires de puits qui ont été mises en production au quatrième trimestre de 2010 et de trois puits (utilisant la technologie Wedge Well_{MC} de Cenovus) qui ont été mis en production en 2011. Avec le démarrage de la phase C, la production brute à Christina Lake s'est établie en moyenne à environ 25 000 barils par jour pour le mois de septembre 2011. Les volumes de production de Pelican Lake au troisième trimestre de 2011 ont diminué en raison de baisses de rendement normales prévues et d'une révision prévue qui a réduit la production d'environ 1 200 barils par jour.

Dans le cas de Foster Creek et de Christina Lake, les redevances ont augmenté au troisième trimestre de 2011 par suite de la hausse du prix de référence du WTI en dollars canadiens utilisé pour calculer le taux de redevance et de l'augmentation de la production, facteurs en partie annulés par l'accroissement des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles. Au troisième trimestre de 2011, le taux de redevance réel s'est établi à 20,6 % pour Foster Creek (17,9 % en 2010) et à 5,7 % pour Christina Lake (3,9 % en 2010). 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 12,7 % (18,5 % au troisième trimestre de 2010).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 78 M\$ au troisième trimestre de 2011. La portion de la hausse attribuable aux condensats s'est chiffrée à 74 M\$ et avait trait à l'augmentation du coût moyen des condensats et celle des volumes de condensats nécessaires du fait de la production accrue à Foster Creek et à Christina Lake.

Les charges opérationnelles ont augmenté de 19 M\$ du fait de la hausse des niveaux de dotation, notamment en raison du démarrage de la phase C de Christina Lake, de l'augmentation des activités de réparation et de maintenance et de la hausse des coûts de carburant et d'électricité. Ces augmentations ont été compensées en partie par la diminution de la charge liée aux primes d'intéressement à long terme.

Les activités liées à la gestion des risques au troisième trimestre de 2011 ont donné lieu à des profits réalisés de 8 M\$ comparativement à des profits de 7 M\$ au troisième trimestre de 2010.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2011 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2010

Pour les neuf premiers mois de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a progressé de 9 % pour s'établir à 65,05 \$ le baril par rapport à 2010, ce qui s'explique par l'augmentation du prix de référence du WCS, en partie contrebalancée par la hausse des coûts liés aux condensats et l'appréciation du dollar canadien.

À Foster Creek, la production a augmenté de 8 % 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 18 % à la suite principalement du démarrage de la production de la phase C au troisième trimestre de 2011, ainsi qu'en raison de deux nouvelles paires de puits qui ont été mises en production au quatrième trimestre de 2010 et de trois puits (utilisant la technologie Wedge Well_{MC} de Cenovus) qui ont été mis en production en 2011, facteurs qui ont été atténués par la révision prévue qui a été achevée au deuxième trimestre de 2011. Le fléchissement de la production issue de Pelican Lake est essentiellement imputable à la réduction temporaire de la production au deuxième trimestre de 2011 en raison des feux de friche dans la région qui ont comprimé la production d'environ 700 barils par jour pour la période. Le recul de la production à Pelican Lake s'explique également par la révision prévue au troisième trimestre de 2011 qui a réduit la production d'environ 400 barils par jour, les baisses de production normales prévues et la répartition par suite des perturbations touchant le transport par pipeline, facteurs qui ont été en partie compensés par l'accroissement de la production découlant des activités d'injection de polymères en 2011.

Les redevances ont diminué de 9 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011 par suite surtout de la hausse des dépenses d'investissement et du recul de la production à Pelican Lake, outre l'obtention de la part du ministère de l'Énergie de l'Alberta, au deuxième trimestre de 2011, de l'autorisation d'inclure les dépenses d'investissement des phases d'expansion F, G et H de Foster Creek depuis la constitution jusqu'au 30 juin 2011 au calcul de la redevance courante de Foster Creek, facteur qui a donné lieu à une réduction d'environ 65 M\$ au deuxième trimestre de 2011. Ces baisses ont été annulées en partie par l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake, la hausse du prix de référence du WTI en dollars canadiens utilisé pour calculer le taux de redevance et la récupération des coûts à Foster Creek au premier trimestre de 2010. Pour les neuf premiers mois de 2011, les taux de redevance réels se sont établis à 14,8 % pour Foster Creek (15,8 % en 2010), à 5,6 % pour Christina Lake (4,1 % en 2010) et à 12,1 % pour Pelican Lake (21,1 % en 2010).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 175 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011. La portion de la hausse attribuable aux condensats s'est chiffrée à 161 M\$ et avait trait à l'augmentation du coût moyen des condensats et des volumes nécessaires du fait de l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake. Les frais de transport se sont accrus de 14 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 45 M\$ en raison des révisions prévues à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake, de la hausse des niveaux de dotation 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.

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 61 M\$ comparativement à des pertes de 5 M\$ en 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 de rendement normales prévues, la production de gaz naturel de Cenovus a fléchi pour s'établir à 39 Mpi³/j au troisième trimestre de 2011 (44 Mpi³/j en 2010) et à 37 Mpi³/j pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 (45 Mpi³/j en 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 11 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, ce qui concorde avec les résultats du troisième 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Foster Creek	110 \$	59 \$	290 \$	167 \$
Christina Lake	117	93	346	241
Total partiel	227	152	636	408
Pelican Lake	70	17	185	67
Nouvelles zones de ressources	11	17	114	67
Autres ¹⁾	(2)	(1)	15	11
Dépenses d'investissement ²⁾	306 \$	185 \$	950 \$	553 \$

1) Comprend le gaz naturel d'Athabasca.

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

En 2011, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement la mise en valeur des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, 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.

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

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté pour le troisième trimestre et la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 comparativement à 2010 par suite essentiellement de l'expansion des phases D, E et F, notamment la préparation du site et la construction des installations, outre la maintenance à l'égard des phases en production. Les dépenses d'investissement depuis le début de l'exercice ont également augmenté en raison des essais stratigraphiques du premier trimestre de 2011. La société prévoit accroître la capacité de production brute jusqu'à environ 98 000 barils par jour avec l'amplification de la production issue de la phase C et l'achèvement de la phase D. 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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2011 visaient essentiellement le forage intercalaire en vue de faire avancer l'injection de polymères, outre le forage stratigraphique, l'expansion des installations et les programmes de maintenance. Les dépenses consacrées aux installations portent surtout sur l'expansion de la capacité de Pelican Lake grâce à l'ajout et à la modernisation des groupes de chaudières et des pipelines de transport de pétrole sous forme d'émulsion.

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

Puits de forage stratigraphique

Conformément à sa stratégie qui consiste à maximiser la valeur de ses ressources, Cenovus a achevé son plus important programme de forage stratigraphique au cours du premier trimestre de 2011. 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. Trois puits stratigraphiques ont été forés au troisième trimestre de 2011 (aucun puits en 2010) dans le cadre du démarrage du nouveau programme de forage stratigraphique.

(nombre de puits stratigraphiques bruts forés)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010
Foster Creek	111	69
Christina Lake	59	24
Total partiel	170	93
Pelican Lake	59	-
Narrows Lake	41	35
Grand Rapids	45	34
Telephone Lake	40	26
Borealis	44	-
Autres	44	15
	443	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 liés au pétrole brut. La société prévoit évaluer le potentiel de nouveaux projets de pétrole brut liés à ses biens existants et dans de nouvelles régions, en particulier des occasions relatives au pétrole avare.

En ce qui concerne le secteur Hydrocarbures classiques, les principaux facteurs qui ont eu une incidence au troisième 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 issue de Lower Shaunavon a crû de près de 2 000 barils par jour pour atteindre 2 571 barils par jour, les dépenses d'investissement étant surtout consacrées au forage, aux complétions de puits et aux installations.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – PÉTROLE BRUT et LGN

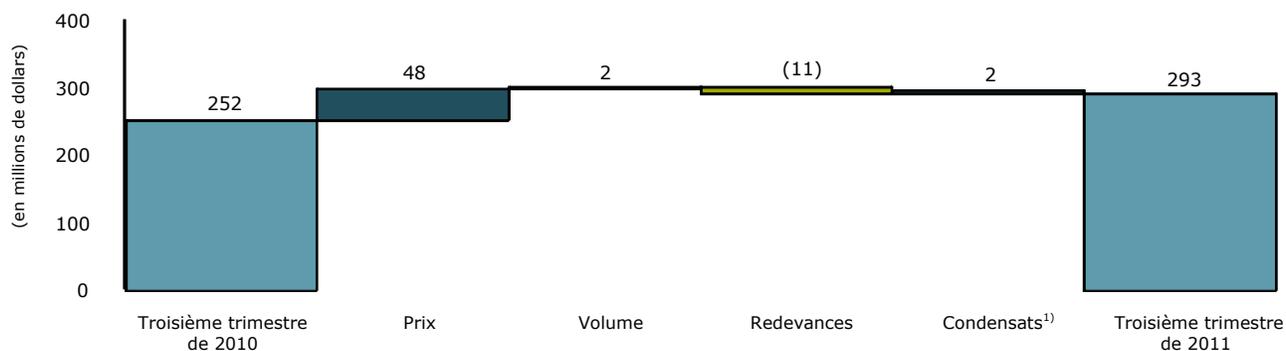
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Chiffre d'affaires brut	339 \$	287 \$	1 076 \$	930 \$
Déduire : redevances	46	35	139	121
Produits des activités ordinaires	293	252	937	809
Charges				
Transport et fluidification	23	18	78	67
Activités opérationnelles	61	48	175	151
Taxe à la production et impôts miniers (Profits) pertes liés à la gestion des risques	7 (7)	7 (4)	19 30	22 (1)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	209	183	635	570
Dépenses d'investissement	168	81	387	199
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	41 \$	102 \$	248 \$	371 \$

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2011	2011 par rapport à 2010	2010	2011	2011 par rapport à 2010	2010
Pétrole lourd						
Alberta	15 305	(10) %	16 921	15 706	(6) %	16 694
Pétrole moyen et léger						
Alberta	10 724	3 %	10 399	10 777	(2) %	10 962
Saskatchewan	19 675	8 %	18 209	19 070	4 %	18 393
LGN	1 040	(11) %	1 172	1 102	(5) %	1 165
	46 744	0 %	46 701	46 655	(1) %	47 214

Variation des produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 30 septembre 2011 par rapport au trimestre clos le 30 septembre 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.

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

Au troisième trimestre de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN a progressé de 17 %, pour passer à 75,66 \$ 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. Au troisième trimestre de 2011, le pétrole léger et moyen représentait 65 % (61 % en 2010) de la production de pétrole brut et de LGN du secteur Hydrocarbures classiques.

La production au troisième trimestre de 2011 a été équivalente à celle de 2010, la hausse de 1 765 barils par jour à Bakken et à Lower Shaunavon ayant été annulée par les baisses de rendement normales prévues et l'incidence prolongée des perturbations météorologiques qui se sont poursuivies après le deuxième trimestre de 2011.

Au troisième trimestre de 2011, les redevances ont augmenté de 11 M\$ surtout du fait de la hausse des prix du pétrole brut. Par conséquent, le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 14,6 % (12,9 % au troisième trimestre de 2010).

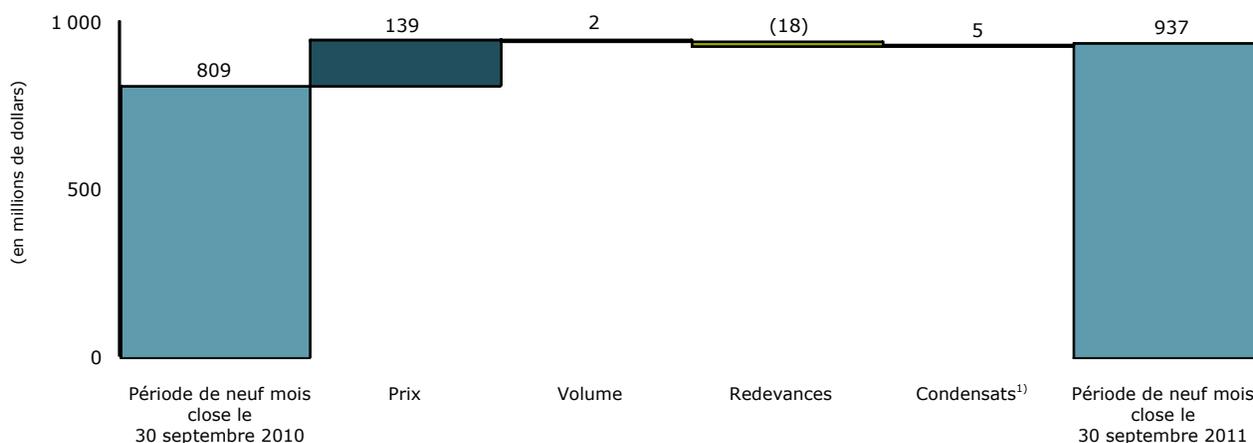
Au troisième trimestre de 2011, les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 5 M\$. La proportion de l'augmentation attribuable aux condensats s'est établie à 2 M\$ étant donné que la hausse du coût moyen des condensats a été contrebalancée en partie par le fléchissement des volumes nécessaires à la fluidification. Les frais de transport ont augmenté de 3 M\$ essentiellement en raison de la proportion accrue des volumes expédiés assujettis à des péages pipeliniers au comptant.

Les charges opérationnelles ont crû de 13 M\$ au troisième trimestre de 2011, du fait essentiellement de l'augmentation des activités de reconditionnement, de l'accroissement du camionnage et du transport de déchets liquides, outre la hausse des salaires et des avantages sociaux. Ces augmentations ont été compensées en partie par la baisse des charges liées aux primes d'intéressement à long terme étant donné la dépréciation du cours de l'action de Cenovus au troisième trimestre.

Les activités liées à la gestion des risques pour le trimestre clos le 30 septembre 2011 ont donné lieu à un profit réalisé de 7 M\$, contre un profit de 4 M\$ au troisième trimestre de 2010.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au pétrole brut et aux LGN du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a régressé de 61 M\$ au troisième trimestre de 2011 par rapport à 2010, principalement en raison de l'augmentation des dépenses d'investissement en partie annulée par l'accroissement des prix du pétrole brut et des LGN.

Variation des produits des activités ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 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.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2011 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2010

Pour les neuf premiers mois de 2011, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN a progressé de 16 %, pour passer à 79,19 \$ 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.

Bien que les volumes de vente aient augmenté légèrement en raison de la réduction des stocks, la production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 a été inférieure à celle de 2010, du fait en partie du désinvestissement en 2010 de biens non essentiels qui représentaient une production d'environ 600 barils par jour. La production issue des biens de la société situés en Alberta a également diminué en raison du temps froid au début de 2011 et des conditions pluvieuses à la mi-2011. En Saskatchewan, la production a progressé par rapport à celle de 2010 du fait essentiellement de la hausse de la production issue de Bakken et Lower Shaunavon, hausse qui a été en revanche atténuée par les conditions pluvieuses qui ont affecté le sud de la province aux deuxième et troisième trimestres de 2011.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, les redevances ont augmenté de 18 M\$ par rapport à 2010 du fait de la hausse des prix du pétrole brut. Par conséquent, le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 14,2 % (14,2 % en 2010).

Pour les neuf premiers mois de 2011, les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 11 M\$. La proportion de l'augmentation attribuable aux condensats s'est établie à 5 M\$ étant donné que la hausse du coût moyen des condensats a été contrebalancée en partie par le fléchissement des volumes nécessaires à la fluidification. Les frais de transport ont augmenté de 6 M\$ essentiellement en raison de la proportion accrue des volumes expédiés assujettis à des péages pipeliniers au comptant.

Les charges opérationnelles ont crû de 24 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, du fait essentiellement de l'accroissement des activités de réparation et de maintenance, de la hausse des coûts d'électricité, de l'augmentation des salaires et des avantages sociaux, ainsi que de la majoration des coûts de camionnage. La baisse des coûts des produits chimiques a compensé en partie les facteurs précédents.

Les activités liées à la gestion des risques pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 ont donné lieu à des pertes réalisées de 30 M\$, contre des profits de 1 M\$ pour les neuf premiers mois de 2010.

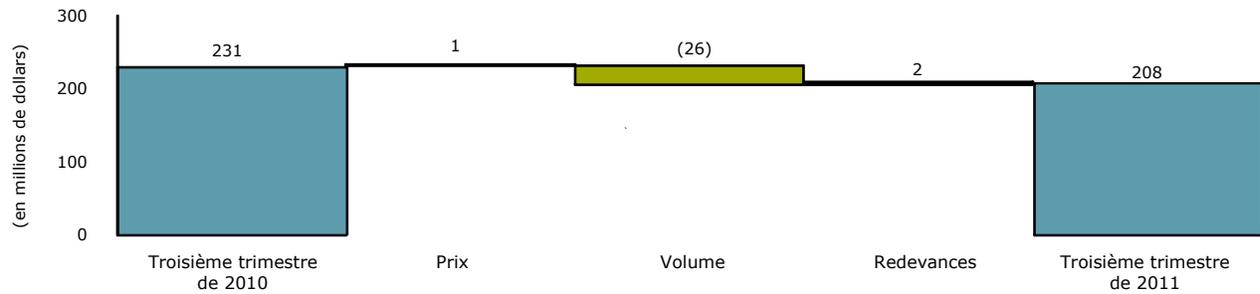
L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au pétrole brut et aux LGN du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a diminué de 123 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011 comparativement à 2010, en raison de l'accroissement des dépenses d'investissement en 2011, compensé en partie par la hausse des prix du pétrole brut et des LGN.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – GAZ NATUREL

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Chiffre d'affaires brut	211 \$	236 \$	633 \$	829 \$
Déduire : redevances	3	5	9	14
Produits des activités ordinaires	208	231	624	815
Charges				
Transport et fluidification	8	10	26	34
Activités opérationnelles	59	58	173	173
Taxe à la production et impôts miniers	2	1	8	4
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(44)	(68)	(132)	(177)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	183	230	549	781
Dépenses d'investissement	25	55	71	107
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	158 \$	175 \$	478 \$	674 \$

Variation des produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 30 septembre 2011 par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2010



Trimestre clos le 30 septembre 2011 par rapport au trimestre clos le 30 septembre 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 essentiellement de la gestion des baisses normales de rendement parallèlement aux compressions visant les dépenses d'investissement affectées au gaz naturel depuis les deux derniers exercices, outre le désinvestissement de biens non essentiels représentant une production de 36 Mpi³/j en 2010. Ces réductions ont été en partie contrebalancées par les résultats découlant de l'optimisation de puits. Au total, la production de gaz naturel a reculé de 77 Mpi³, soit 11 %, pour s'établir à 617 Mpi³/j au troisième trimestre de 2011.

Les redevances ont fléchi de 2 M\$ au troisième trimestre de 2011 du fait de la contraction des volumes de production. Le taux de redevance moyen au troisième trimestre de 2011 s'est chiffré à 1,8 % (2,3 % au troisième trimestre de 2010).

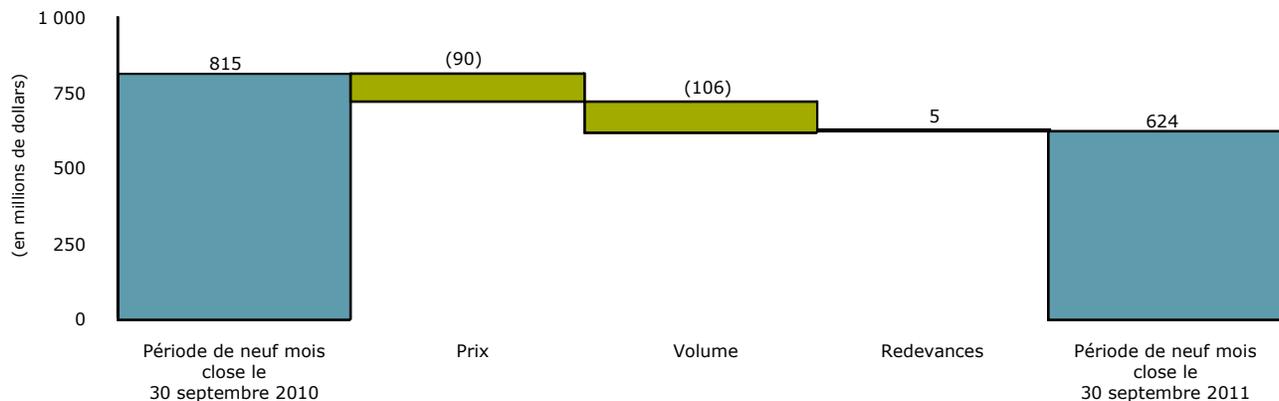
Les frais de transport ont baissé de 2 M\$ au troisième trimestre de 2011 de par la contraction des volumes.

Les charges opérationnelles au troisième trimestre de 2011 n'ont pas varié étant donné que les baisses attribuables à la réduction de la charge liée aux primes d'intéressement à long terme, le repli des volumes de production et le fléchissement des activités opérationnelles attribuable aux désinvestissements de 2010 ont été en partie contrebalancés par la hausse des coûts du carburant et des produits chimiques, outre l'accroissement des travaux de reconditionnement ainsi que des activités de réparation et de maintenance.

Les activités liées à la gestion des risques au troisième trimestre de 2011 ont donné lieu à des profits réalisés de 44 M\$ contre des profits de 68 M\$ pour 2010.

Dans l'ensemble, l'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 17 M\$ au troisième trimestre de 2011 par rapport à 2010, principalement en raison du fléchissement des volumes de production en 2011.

Variation des produits des activités ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2010



Période de neuf mois close le 30 septembre 2011 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 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, du désinvestissement de biens non essentiels représentant une production de 37 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 la production de gaz naturel, qui s'est établie à 618 Mpi³/j pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 (709 Mpi³/j en 2010).

Les redevances ont diminué de 5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 du fait de la contraction des volumes de production et des prix connexes. Le taux de redevance moyen pour les neuf premiers mois de 2011 s'est chiffré à 1,5 % (1,7 % pour les neuf premiers mois de 2010).

Les frais de transport ont baissé de 8 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011 de par la contraction des volumes.

Les charges opérationnelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 sont demeurées stables par rapport à 2010 du fait de la hausse des coûts d'électricité et de l'augmentation des charges liées aux primes d'intéressement à long terme, 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 pour les neuf premiers mois de 2011 ont donné lieu à des profits réalisés de 132 M\$ contre des profits de 177 M\$ pour 2010.

Dans l'ensemble, l'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles relatives au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 196 M\$ pour les neuf premiers mois de 2011 par rapport à 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Pétrole brut	168 \$	81 \$	387 \$	199 \$
Gaz naturel	25	55	71	107
Dépenses d'investissement ¹⁾	193 \$	136 \$	458 \$	306 \$

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

Les dépenses d'investissement de Cenovus ont augmenté en 2011 pour le secteur Hydrocarbures classiques dans le cadre de la stratégie de mise en valeur, 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 de la Saskatchewan étaient axées surtout sur le forage et les travaux en usine à Weyburn, les projets d'évaluation et le forage supplémentaire à Lower Shaunavon et à Bakken, outre la construction d'installations supplémentaires à Lower Shaunavon. Les dépenses d'investissement pour l'Alberta visaient principalement le forage de puits de pétrole brut. 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010
Pétrole brut	202	108
Gaz naturel	44	329
Remises en production	807	768
Puits de forage stratigraphique	9	5

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

Les principaux facteurs visant le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- l'amélioration des marges de raffinage a entraîné une augmentation de 264 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par rapport au troisième trimestre de 2010 et de 792 M\$ par rapport aux neuf premiers mois de 2010;
- le projet CORE est essentiellement achevé, le démarrage de l'unité de cokéfaction devant avoir lieu au quatrième trimestre de 2011;
- les raffineries de la société, dont 91 % de la capacité est exploitée (87 % depuis le début de l'exercice), produisent 426 000 barils par jour de produits raffinés (411 000 barils par jour depuis le début de l'exercice).

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires	2 691 \$	1 970 \$	7 698 \$	5 918 \$
Produits achetés	2 357	1 879	6 609	5 603
Marge brute	334	91	1 089	315
Charges				
Charges opérationnelles (Profits) pertes liés à la gestion des risques	112 (16)	117 -	349 (3)	376 (12)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	238	(26)	743	(49)
Dépenses d'investissement	101	147	320	517
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	137 \$	(173) \$	423 \$	(566) \$

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 243 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2011 et de 774 M\$ depuis le début de l'exercice, principalement en raison de l'amélioration significative des prix des produits raffinés, qui a largement compensé la hausse du coût des produits achetés, par rapport à 2010. Le coût des produits raffinés demeure lié aux prix du marché mondial qui ont affiché une progression notable en 2011. Le coût des produits achetés, qui est comptabilisé selon la méthode du premier entré, premier sorti, reflète l'avantage découlant des prix réduits du pétrole brut lourd et des récentes compressions ayant touché les prix du pétrole brut intérieur des États-Unis. L'avantage sur les résultats de la société découlant des prix réduits des produits achetés témoigne de l'objectif de la société visant l'intégration économique de sa production de pétrole lourd. Les marges brutes réalisées en 2011 reflètent en outre l'incidence de la hausse du taux d'utilisation par rapport à l'exercice précédent.

Les charges opérationnelles, constituées principalement de la main-d'œuvre, des services publics et des fournitures, ont baissé de 4 % au troisième trimestre de 2011 en raison surtout de l'effet de l'appréciation du dollar canadien. Le fléchissement de 7 % pour les neuf premiers mois de 2011 est également issu de l'appréciation du dollar canadien, ainsi que de la baisse des activités de maintenance des raffineries et des coûts des révisions prévues au cours du premier semestre.

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 264 M\$ au troisième trimestre et de 792 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, essentiellement en raison de la hausse des marges de raffinage brutes. Par opposition, les flux de trésorerie du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2010 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	452	452	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	413	401	394	379
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	91	89	87	84
Produits raffinés (kb/j)	426	409	411	395

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. Dans le cadre du projet CORE à la raffinerie Wood River, la capacité de cokéfaction devrait augmenter de 65 000 barils par jour pour atteindre 108 000 barils par jour de pétrole brut, l'unité de cokéfaction devant démarrer au quatrième trimestre de 2011.

Le taux d'utilisation du pétrole brut au troisième trimestre de 2011, même s'il a été en partie affecté par le fléchissement des taux au début du trimestre en raison de la panne de courant à Wood River à la fin juin, 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.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Raffinerie de Wood River	91 \$	118 \$	291 \$	438 \$
Raffinerie de Borger	10	28	28	78
Commercialisation	-	1	1	1
Dépenses d'investissement	101 \$	147 \$	320 \$	517 \$

En 2011, les dépenses d'investissement liées aux activités de raffinage demeuraient concentrées sur le projet CORE à la raffinerie de Wood River. Au troisième trimestre de 2011, sur le montant de 91 M\$ affecté aux dépenses d'investissement à la raffinerie de Wood River, une tranche de 71 M\$ visait le projet CORE, qui était presque achevé au 30 septembre 2011, le démarrage de l'unité de cokéfaction devant avoir lieu au quatrième trimestre. 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 de maintenance des installations de raffinage ainsi qu'à des initiatives de combustible propre et autres initiatives environnementales visant la réduction des émissions.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires	(9) \$	(30) \$	(50) \$	(92) \$
Charges ((ajouter)/déduire)				
Produits achetés	(9)	(30)	(50)	(92)
Activités opérationnelles	(1)	(1)	(1)	(2)
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(381)	(62)	(422)	(321)
	382 \$	63 \$	423 \$	323 \$

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Frais généraux et frais d'administration	38 \$	47 \$	206 \$	157 \$
Charges financières	112	132	335	378
Produits d'intérêts	(31)	(35)	(94)	(110)
(Profit) perte de change, montant net	85	(24)	56	(23)
(Profits) pertes sur les désinvestissements d'actifs	-	(105)	(3)	(119)
Autre produit (perte), montant net	1	-	1	(1)
	205 \$	15 \$	501 \$	282 \$

Au troisième trimestre de 2011, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 9 M\$, principalement en raison du recouvrement 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 annulé en partie par la hausse des salaires et des avantages sociaux ainsi que des coûts du soutien administratif. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 49 M\$, principalement en raison de la hausse des salaires et des avantages sociaux ainsi que des coûts du soutien administratif attribuable à l'augmentation des niveaux de dotation et des primes d'intéressement à long terme.

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 troisième trimestre de 2011, les charges financières étaient de 20 M\$ inférieures à celles de 2010 (inférieures de 43 M\$ depuis le début de l'exercice) principalement du fait de l'appréciation du dollar canadien en 2011 qui a réduit les charges d'intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars américains ainsi que du fléchissement des intérêts créditeurs sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au fil de son remboursement. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,4 % pour le troisième trimestre de 2011 (5,7 % en 2010) et de 5,4 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 (5,8 % en 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 pour le troisième trimestre de 2011 ont reculé de 4 M\$ (baisse de 16 M\$ depuis le début de l'exercice) par rapport à 2010, principalement du fait du glissement des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise à mesure que le solde est perçu, conjugué à l'appréciation du dollar canadien.

La société a inscrit des pertes de change nettes de 85 M\$ au troisième trimestre de 2011 (profits de 24 M\$ en 2010), dont une tranche de 63 M\$ était latente (profits latents de 38 M\$ en 2010). L'affaiblissement du dollar canadien à la fin du troisième trimestre de 2011 a donné lieu à des pertes latentes sur la dette à long terme de la société libellée en dollars américains, qui ont été en partie annulées par des profits latents sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, la société a comptabilisé des pertes de change nettes de 56 M\$ (profits de 23 M\$ en 2010), dont une tranche de 55 M\$ était réalisée (pertes réalisées de 16 M\$ en 2010), en raison essentiellement des règlements liés à l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains et aux billets de trésorerie. Les pertes de change latentes se sont établies à 1 M\$ (profits latents de 39 M\$ en 2010).

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Sables bitumineux	93 \$	92 \$	254 \$	281 \$
Hydrocarbures classiques	195	202	575	612
Raffinage et commercialisation	20	16	54	61
Activités non sectorielles et éliminations	10	8	29	24
	318 \$	318 \$	912 \$	978 \$

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux au troisième trimestre de 2011 est demeurée stable par rapport à celle de 2010 étant donné que la hausse des volumes de vente à Foster Creek a été contrebalancée par le recul des volumes de vente à Pelican Lake et le fléchissement global du taux d'amortissement et d'épuisement. Le repli du taux d'amortissement et d'épuisement en 2011 est imputable pour l'essentiel à Foster Creek en raison de l'important ajout de réserves prouvées à la fin de 2010. La charge d'amortissement et d'épuisement depuis le début de l'exercice a diminué surtout du fait du recul du taux d'amortissement et d'épuisement de Foster Creek conjugué à la contraction des volumes de vente de Pelican Lake. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a baissé pour les deux périodes en raison du repli des volumes de production de gaz naturel. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a crû légèrement au troisième trimestre en raison des dépenses d'investissement supplémentaires, compte non tenu des coûts liés au projet CORE qui ne font l'objet d'aucun amortissement tant que les immobilisations connexes ne sont pas utilisées. La charge d'amortissement et d'épuisement depuis le début de l'exercice 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Charge d'impôt exigible	36 \$	30 \$	90 \$	60 \$
Charge d'impôt différé	258	66	551	166
Total de l'impôt sur le résultat	294 \$	96 \$	641 \$	226 \$

De la comparaison des trimestres et périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2011 et 2010, il ressort que la charge d'impôt exigible a 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.

De la comparaison des trimestres et périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2011 et 2010, il ressort que la charge d'impôt différé s'est accrue par suite de l'accroissement des produits des activités ordinaires tirés du secteur Raffinage et commercialisation et de l'augmentation des profits latents liés à la gestion des risques.

Au troisième trimestre de 2011, le taux d'imposition effectif de Cenovus s'est établi à 37 % (35 % pour les neuf premiers mois de 2011) contre 25 % en 2010 (18 % pour les neuf premiers mois 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités opérationnelles	921 \$	645 \$	2 321 \$	1 936 \$
Activités d'investissement	(583)	(299)	(1 859)	(1 139)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	338	346	462	797
Activités de financement	(234)	(288)	(414)	(475)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	9	(3)	10	(13)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	113 \$	55 \$	58 \$	309 \$

ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 276 M\$ au troisième trimestre de 2011 (augmentation de 385 M\$ depuis le début de l'exercice) par rapport à 2010, essentiellement par suite de la hausse de 284 M\$ des flux de trésorerie (658 M\$ depuis le début de l'exercice), décrite à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont également été touchés par la baisse nette de 4 M\$ du fonds de roulement hors trésorerie (baisse de 252 M\$ depuis le début de l'exercice).

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 449 M\$ au 30 septembre 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 troisième trimestre de 2011, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté pour s'établir à 284 M\$, en regard de 2010 (augmentation de 720 M\$ depuis le début de l'exercice). La progression est essentiellement attribuable à l'accroissement de 149 M\$ des dépenses d'investissement (387 M\$ depuis le début de l'exercice) et à la contraction du produit tiré de désinvestissements. Les dépenses d'investissement sont analysées plus avant aux rubriques « Information financière » et « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

En septembre 2011, Cenovus a renégocié sa facilité de crédit bancaire engagée existante de 2,5 G\$. Le montant de la facilité est passé à 3,0 G\$ et l'échéance a été prorogée au 30 novembre 2015. De plus, la commission d'attente et les frais liés aux prélèvements futurs ont été diminués. La société dispose également d'un programme de billets de trésorerie qui, avec la facilité de crédit engagée, lui permet de gérer ses besoins de trésorerie courants. Au 30 septembre 2011, les emprunts à court terme de la société s'élèvent à 14 M\$, sous forme de billets de trésorerie. La société réserve une tranche de la facilité de crédit engagée au titre des billets de trésorerie.

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

Au cours de chacun des trois premiers 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 452 M\$ (450 M\$ en 2010). La déclaration d'un dividende est laissée à l'appréciation du conseil et réexaminée tous les trimestres.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement au troisième trimestre de 2011 ont baissé de 54 M\$ par rapport à 2010 (baisse de 61 M\$ depuis le début de l'exercice). La baisse au troisième trimestre s'explique essentiellement par le remboursement net d'emprunts à court terme de 87 M\$ en 2011 comparativement à 142 M\$ au troisième trimestre de 2010. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, la baisse s'explique surtout par le fait qu'il n'y a eu aucun remboursement sur la dette à long terme renouvelable en 2011 alors que des remboursements de 58 M\$ avaient été effectués en 2010. En outre, le produit sur les émissions d'actions ordinaires s'est accru en 2011. Au 30 septembre 2011, la dette à long terme de Cenovus s'élève à 3 603 M\$, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant 2014.

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

RATIOS FINANCIERS

	30 septembre 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 charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, l'amortissement et l'épuisement, les frais de prospection, les profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte au titre de désinvestissements d'actifs et les autres produits ou charges nets. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci.

Pour accroître la comparabilité du ratio dette/BAIIA ajusté d'une période à l'autre et de retrancher l'élément hors trésorerie des activités liées à la gestion des risques, Cenovus a modifié sa définition du BAIIA ajusté en 2011 en vue d'en exclure les profits et pertes latents liés à la gestion des risques. Le BAIIA ajusté et le ratio dette/BAIIA ajusté 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/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 septembre 2011, environ 754,3 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 une description des facteurs de risque pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde » qui figure à la fin du présent rapport de gestion. Pour une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 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, 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*. Une version mise à jour du projet LARP a été rendue publique le 29 août 2011 après une ronde de consultations publiques qui a permis aux parties prenantes de donner leur avis. Aucune modification significative n'a été apportée au projet LARP à la suite de ces consultations. Pour être mis en oeuvre, le projet LARP doit maintenant être autorisé par le cabinet provincial.

Le projet LARP établit des cadres de gestion relativement à l'air, aux terres et à l'eau, qui intégreront des limites cumulatives et des éléments déclencheurs. Ce projet permettra aussi de cibler les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs. Si les définitions 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. 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. 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 de neuf mois close le 30 septembre 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 ont été données en 2011 et ces séances de formation se poursuivront pour le reste de l'exercice et en 2012 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 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 certains 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 de neuf mois close le 30 septembre 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 et l'évaluation des actifs du régime, seront comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. De plus, les entités seront tenues de calculer le coût financier net lié au passif ou à l'actif net au titre des prestations déterminées au moyen du même taux d'actualisation que celui utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations déterminées. La modification rehausse aussi les informations à fournir dans les états financiers. La version modifiée de la norme est en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, et les règles régissant l'application

rétrospective ont aussi été modifiées. L'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement l'incidence de 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. 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 IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »). IFRS 9 sera publiée en trois phases, dont la première a déjà été publiée.

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

Pour les actifs financiers, IFRS 9 utilise un modèle unique pour établir si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, qui remplace les multiples règles de l'IAS 39. Le modèle de 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 IFRS 9, mais le modèle de la juste valeur pourra exiger une comptabilisation différente des variations de cette juste valeur par suite des modifications du risque de crédit de l'entité.

Une entité doit appliquer IFRS 9 pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, les dispositions transitoires variant en fonction de la date de la première application. Toutefois, en août 2011, l'IASB a publié un exposé-sondage dans lequel il est proposé de changer la date d'entrée en vigueur; IFRS 9 devrait désormais être appliquée pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2015. Cenovus entend suivre de près l'évolution de cet exposé-sondage. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur ses états financiers consolidés.

Présentation des autres éléments du résultat global

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

PERSPECTIVES

Les perspectives de Cenovus pour les prochains mois dépendent des prix des marchandises, de l'accès au marché dont jouira le brut nord-américain, ainsi que de la vitalité continue de la performance opérationnelle. Les prix du pétrole brut affichent une volatilité accrue depuis quelques mois en raison de la conjoncture géopolitique et économique à l'échelle mondiale. Cenovus s'attend à ce que cette volatilité se poursuive. À l'échelle internationale, les prix du pétrole à court terme seront hautement tributaires de la santé de l'économie mondiale.

En Amérique du Nord, la production de brut intérieur devrait poursuivre sa croissance et le réseau de pipelines pourrait avoir de la difficulté à traiter de tels volumes, facteur qui continuera vraisemblablement à comprimer les prix du brut intérieur. Cet engorgement pourrait être réglé en bonne partie si l'expansion annoncée du transport ferroviaire pour le pétrole brut, en provenance principalement du Dakota du Nord, se concrétise. En revanche, il n'est pas certain que le nombre de wagons et d'installations de déchargement satisfasse à la capacité de chargement ferroviaire prévue. À long terme, l'agrandissement de la capacité du réseau de pipelines sera vital pour l'accès au marché dont jouira le pétrole brut nord-américain.

Au Canada, l'accroissement de la production de pétrole brut lourd et de pétrole léger intérieur a mis à l'épreuve la capacité du réseau de pipelines nord-américain et a comprimé les prix intérieurs pour toutes les teneurs de brut par rapport aux bruts extracôtiers. Comme les prix des produits intérieurs continuent d'être fixés en fonction du brut issu de la côte du Golfe du Mexique, l'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 dans le Midwest américain.

Au quatrième trimestre de 2011, Cenovus croit que ses activités de raffinage continueront de bénéficier des prix réduits du brut intérieur, facteur qui se traduira par d'excellentes marges de raffinage et de solides flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. La société estime que la demande à l'égard de la charge de pétrole brut lourd augmentera au quatrième trimestre de 2011, en partie du fait du démarrage prévu de l'unité de cokéfaction à la raffinerie Wood River. Cette croissance de la demande pourrait donner lieu à un rétrécissement de l'écart WTI-WCS et améliorer les prix de la plupart des produits issus des activités en amont. La société est d'avis que l'écart WTI-condensats demeurera positif, en raison des prix qui prévalent à l'échelle internationale pour les condensats extracôtiers.

Cenovus s'attend à ce que le reliquat de 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, bien que le montant inutilisé de sa facilité de crédit lui permette aussi de mobiliser des fonds supplémentaires au besoin. La société entend toujours procéder au désinvestissement de certains actifs non essentiels en vue d'obtenir le produit visé, qui est de l'ordre de 300 M\$ à 500 M\$. Toutefois, sa santé financière demeurant excellente, son programme d'immobilisations de 2011 n'est aucunement tributaire du désinvestissement d'actifs non essentiels.

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

- Une forte croissance de la production relative au secteur Sables bitumineux, principalement au moyen de l'expansion des biens Foster Creek et Christina Lake et de la production de pétrole lourd à Pelican Lake. En outre, la société dispose d'un large éventail d'actifs liés à des zones de ressources émergentes, comme Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake et elle détient un intérêt économique direct de 100 % dans un grand nombre de ces actifs.
- La poursuite de la mise en œuvre des ressources liées aux sables bitumineux de la société en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication à faible coût grâce à la technologie, à l'innovation et au respect continu de la santé et sécurité des salariés, à la priorité accordée à la performance environnementale et au dialogue constructif avec les parties prenantes.
- L'évaluation du potentiel de nouveaux projets de pétrole brut sur ses biens existants à Pelican Lake, à Weyburn, dans le sud de l'Alberta, à Bakken et à Lower Shaunavon et dans de nouvelles régions en mettant l'accent sur les occasions de pétrole avare.
- Le financement en interne de la croissance grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés principalement des actifs établis de gaz naturel, ainsi que le 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 et de gestion des risques cohérente.
- Le maintien d'un dividende durable, la priorité devant être accordée sur la croissance du dividende après 2011.

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

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

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

MISE EN GARDE

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « cibler », « projeter », « pouvoir », « accent », « vision », « but », « proposé », « programmé », « perspective », « éventuel » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de la stratégie de croissance et des échéanciers connexes, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net projetée, du résultat opérationnel et résultats financiers projetés, des dépenses d'investissement prévues, de la production future attendue, notamment en ce qui concerne le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci, de la capacité de raffinage future prévue, des frais de découverte et de mise en valeur prévus, des réserves prévues et des estimations de ressources éventuelles et prometteuses, des dividendes éventuels et de la stratégie de croissance des dividendes, des échéanciers prévus en ce

qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, les répercussions futures des mesures réglementaires, les prix des marchandises projetés, de l'utilisation et du développement futurs de la technologie, notamment la technologie et les procédures visant à réduire l'incidence environnementale, et de la croissance projetée de la valeur actionnariale. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

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

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus (consulter www.cenovus.com); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations; 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/BIIIA 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 représente 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 Canadian Select
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.

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 houille

MESURES HORS PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie disponibles, le résultat opérationnel, le BAIIA ajusté, la dette et les capitaux permanents, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les 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

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

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

On peut se procurer de l'information supplémentaire sur Cenovus, notamment en consultant sa notice annuelle 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.